

На правах рукописи



Николаев Олег Валерьевич

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ
ДОБЫЧИ ГАЗА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ
ИССЛЕДОВАНИЙ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ ПОТОКОВ**

25.00.17 - Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Москва - 2022

Работа выполнена в Обществе с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий –
Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

**Научный
консультант:**

Григорьев Борис Афанасьевич - член-корреспондент РАН, доктор технических наук, профессор, начальник Отдела учебного совета Общества с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»).

**Официальные
оппоненты:**

Мохов Михаил Альбертович - доктор технических наук, профессор, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина».

Валеев Марат Давлетович - доктор технических наук, профессор кафедры прикладной физики и геофизики, Технический директор АО НПП «ВМ система».

Михайлов Валерий Германович – доктор технических наук, профессор, профессор кафедры «Цифровые технологии в разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет» (УНГТУ).

**Ведущая
организация:**

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт проблем нефти и газа Российской академии наук

Защита диссертации состоится «29» июня 2022 года в 10 часов 00 минут на заседании диссертационного совета Д 511.001.01, созданного на базе ООО «Газпром ВНИИГАЗ», по адресу: 142717, Московская область, г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый проезд № 5537, здание 15, строение 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
<http://www.vniigaz.gazprom.ru>

Автореферат разослан «_____» мая 2022 года

Ученый секретарь
диссертационного совета,
д-р физ.-мат. наук

Бузников Никита Александрович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

На современном этапе отечественная газовая отрасль все чаще сталкивается с осложнениями эксплуатации промыслов, связанными с наличием жидкости в продукции скважин. Эти осложнения возникают, во-первых, при пониженных пластовых давлениях, во-вторых, при большой протяженности и сложной конфигурации стволов скважин и промысловых газосборных сетей (ГСС), и, в-третьих, и особенно интенсивно - при сочетании этих условий.

Низкие пластовые давления характерны для поздней стадии разработки уникальных месторождений Надым-Пур-Газовского региона, от 20 до 50 % скважин и шлейфов которых задавливаются или работают при пониженных дебитах. Кроме того, наличие жидкости в продукции создает непредусмотренную на этапе проектирования причину ограничения конечной газоотдачи пластов. При этом пластовое давление в сеноманских залежах сохраняется еще на достаточно высоком уровне (более 1,5 МПа), а текущие остаточные запасы недоизвлеченного газа составляют несколько триллионов кубометров.

Наличие жидкой фазы негативно сказывается также при эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ), созданных в водоносных структурах, таких как Увязовское, Касимовское, Невское и др., особенно на завершающих этапах периода отбора.

Аналогичные проблемы предвидятся на всех месторождениях в компрессорный период эксплуатации, особенно на стадии падающей добычи, включая разрабатываемые и планирующиеся к вводу в эксплуатацию месторождения с горизонтальными и наклонными скважинами, такие как Бованенковское, Ковыктинское, Тамбейское, Чаяндинское и другие, а также морские и материковые месторождения с большой протяженностью и сложной конфигурацией элементов тракта «забой-скважина-газосборная сеть».

Степень разработанности темы исследования

Существующие аналитические методы описания газожидкостных потоков (ГЖП) дополнительно нуждаются в использовании результатов экспериментальных

исследований. К настоящему времени накоплен большой массив данных по двухфазной гидродинамике, включающий результаты физического моделирования ГЖП в широком диапазоне параметров и созданные на их основе расчетные модели и методики. Однако исследованные диапазоны физических параметров существенно отличаются от условий отечественных газовых промыслов, что является причиной расхождений между результатами расчетов по существующим методикам и реальными данными по движению ГЖП в скважинах и наземных коммуникациях. В частности, хорошо исследованы ГЖП с водогазовым фактором (ВГФ) более $10^4 \text{ см}^3/\text{м}^3$ в трубах диаметром менее 0,076 м при давлениях, близких к атмосферному, в то время как на отечественных газовых месторождениях характерно использование лифтовых труб и шлейфов диаметром более 0,076 м при величинах ВГФ менее $300 \text{ см}^3/\text{м}^3$ и давлениях, существенно превышающих атмосферное.

Таким образом, проблема предотвращения снижения продуктивности скважин и залежей вследствие обводненности продукции является актуальной задачей, которая может быть решена только на основе дополнительных экспериментальных исследований ГЖП в скважинах и шлейфах.

Целью работы является совершенствование научно-методических основ гидродинамического моделирования процессов эксплуатации систем добычи, сбора и внутрипромыслового транспорта газа на основе теоретических и экспериментальных исследований ГЖП.

Для реализации указанной цели были поставлены следующие **основные задачи**:

1. Выполнить анализ существующих методов исследований и моделирования ГЖП в скважинах и шлейфах и провести оценку их соответствия условиям разработки отечественных газовых месторождений.
2. Разработать методику экспериментальных исследований и провести эксперименты по изучению гидродинамики ГЖП в скважинах и шлейфах.
3. Провести анализ результатов исследования движущихся ГЖС, выявить условия подобия ГЖП в трубах.
4. Разработать эмпирические гидродинамические модели ГЖП в скважинах

и шлейфах.

5. Усовершенствовать методику расчетов гидродинамических характеристик скважин и шлейфов в условиях разработки газовых залежей.

6. Показать на конкретных примерах технико-технологических решений возможность повышения эффективности добычи газа.

Научная новизна

1. Впервые проведены экспериментальные исследования газожидкостных потоков (ГЖП) в диапазонах физических условий, соответствующих газовым промыслам, которые позволяют усовершенствовать методологию гидродинамического моделирования промысловых систем добычи и сбора газа.

2. Обоснованы критерии подобия ГЖП в условиях, характерных для процессов добычи газа, в том числе предложен новый параметр подобия.

3. Разработаны расчетные модели ГЖП в трубах для физических условий, реализуемых на газовых промыслах, в частности, функциональные зависимости потерь давления и истинного объемного содержания жидкости.

4. Усовершенствованы методики расчетов параметров работы отдельных скважин и наземных трубопроводов, а также промысловых систем «пласт-скважина-шлейф-вход в УКПГ (установка комплексной подготовки газа)» с учетом влияния жидкой фазы в составе продукции на гидродинамические характеристики вскрытых участков стволов, лифтовых труб и шлейфов.

5. Впервые обоснованы ограничения технологического режима работы обводненной скважины по двум определяющим факторам: по минимальному дебиту и максимальному устьевому давлению.

6. Предложены новые алгоритмы принятия технико-технологические решений по эксплуатации скважин и шлейфов газовых промыслов с использованием разработанных методик расчетов, позволяющих повысить эффективность эксплуатации промысловых систем.

Теоретическая и практическая значимость результатов работы

Результаты проведенных экспериментов существенно дополняют имеющуюся

юся базу экспериментальных данных по гидродинамике ГЖП в области с экстремально низким содержанием жидкости ($ВГФ=0,1\div 300 \text{ см}^3/\text{м}^3$), больших диаметров труб (до 0,153 м) и широкого диапазона давлений ($0,1\div 4,0 \text{ МПа}$).

Обоснованные на основе экспериментальных результатов условия подобия ГЖП расширяют существующие представления двухфазной гидродинамики.

Усовершенствованные на основе новых данных гидродинамические модели для расчетов работы обводняющихся скважин и шлейфов являются важным дополнением к отраслевому инструментарию технико-технологического сопровождения эксплуатации систем добычи и сбора газа.

Разработанные методы гидродинамического расчета создают основу для принятия обоснованных технико-технологических решений по эксплуатации скважин и шлейфов газовых промыслов с обводненной продукцией, что может обеспечить эффективное функционирование газодобывающего предприятия.

Соискателем разработаны нормативно-методические документы Р Газпром 2-2.4-1113-2017 «Расчет технологических параметров двух- и трехфазных потоков в вертикальных и наклонных скважинах газовых и газоконденсатных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки», Р Газпром добыча Надым «Эксплуатация промысловых шлейфов на поздней стадии разработки месторождений» (2016), в которых использованы основные результаты диссертационной работы.

Методология и методы исследования

Поставленные задачи решались экспериментальными и теоретическими методами. Для анализа и обобщения экспериментальных результатов, создания гидродинамических моделей и разработки алгоритмов гидродинамического расчета промысловых систем использовались методы математического и компьютерного моделирования.

Основные защищаемые положения

1. Комплекс результатов экспериментальных исследований ГЖП в трубах, полученный на специализированном стенде и позволяющий осуществить анализ и совершенствование гидродинамических моделей.

2. Гидродинамические модели ГЖП в вертикальных и субгоризонтальных

трубах, позволяющие проводить анализ и обоснование конструкции и режимов работы скважин и промысловых ГСС при технических, термобарических и гидродинамических условиях разработки газовых и газоконденсатных залежей.

3. Методики моделирования работы скважин и промысловых трубопроводов, адаптированные к промышленным условиям добычи газа.

4. Новый подход к установлению технологического режима работы обводненной скважины по двум определяющим факторам: по минимальному дебиту и максимальному устьевому давлению.

5. Методики принятия обоснованных технико-технологических решений, обеспечивающих устойчивую эксплуатацию промысловых систем добычи и сбора газа с максимальными коэффициентами конечной газоотдачи.

6. Метод оптимизации режимов работы систем «пласт-скважина-шлейф» в компрессорный период разработки газовых месторождений и оценки предельных величин КИГ, основанный на комплексном анализе удельных затрат упругой энергии пластового газа и энергии, затрачиваемой на компримирование газа на УКПГ.

Личный вклад автора

Соискателем внесен существенный личный вклад в разработку методологии моделирования процессов двухфазной гидродинамики. Им лично получен значительный массив экспериментальных данных о характеристиках газожидкостных потоков в широком диапазоне физических параметров, характерных для условий эксплуатации газовых промыслов, разработаны расчетные гидродинамические модели и методики их применения при обосновании повышения эффективности работы систем добычи и сбора газа. Соискатель руководил выполнением соответствующих НИР для ПАО «Газпром» и его дочерних предприятий.

Степень достоверности результатов

Достоверность полученных результатов подтверждается применением современных метрологически поверенных средств измерений, значительным объемом полученных воспроизводимых экспериментальных данных, их сопоставлением с экспериментальными результатами других авторов и основными концепциями двухфазной гидродинамики, сравнением с промышленными данными и результатами

расчетов по существующим гидродинамическим моделям и компьютерным программам.

Апробация работы

Результаты работы докладывались и обсуждались на следующих конференциях:

1. II Международная научно-практическая конференция «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» (WGRR-2010).

2. III Международная научно-практическая конференция «ПХГ: надежность и эффективность» (UGS-2011).

3. II Международная научно-практическая конференция «Актуальные проблемы и перспективы освоения месторождений углеводородов» (НСFD-2012).

4. III Международная научно-практическая конференция «Актуальные проблемы и перспективы освоения месторождений углеводородов» (НСFD-2014).

5. Международная научно-практическая конференция «Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем» (SPRS-2016).

Публикации

Основные результаты диссертации нашли отражение в 35-ти статьях, в том числе 29-ти опубликованных в рецензируемых научных изданиях, включенных в «Перечень ...» ВАК при Минобрнауки РФ, а также в 4-х патентах РФ на изобретения.

Тема и содержание диссертационной работы, соответствуют паспорту научной специальности 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, ее формуле: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений – область науки и техники, занимающаяся изучением, проектированием, мониторингом и управлением природно-техногенных систем при извлечении из недр углеводородов (нефти, попутного и природного газа) и других компонентов на базе рационального недропользования, включающего ресурсосберегающие, экологически безопасные и рентабельные геотехнологии освоения недр, системы подготовки скважинной продукции и геолого-технические системы длительного и без-

аварийного функционирования предприятий» и области исследований, обозначенной в пункте «4. Технологии и технические средства добычи и подготовки скважинной продукции, диагностика оборудования и промышленных сооружений, обеспечивающих добычу, сбор и промышленную подготовку нефти и газа к транспорту, на базе разработки научных основ ресурсосбережения и комплексного использования пластовой энергии и компонентов осваиваемых минеральных ресурсов».

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, основных выводов, списка литературы, включающего 220 наименований. Работа изложена на 328-ми страницах машинописного текста, содержит 159 рисунков, 145 формул, 25 таблиц.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **Введении** обозначены проблемы разработки залежей с обводненной продукцией, приводящие к снижению продуктивности промыслов и полноты извлечения углеводородов из пластов и обусловленные неадекватным технико-технологическим сопровождением эксплуатации промысловых объектов.

Неадекватность технико-технологического сопровождения вызвана недостаточно полным учетом в использовавшихся нормативных документах физических и технических особенностей условий эксплуатации скважин и шлейфов в условиях обводнения продукции, в первую очередь в завершающий период разработки газовых месторождений.

С учетом изложенного сформулированы задачи исследований диссертации.

Глава первая содержит результаты гидродинамического анализа базы используемой методологии исследований и моделирования газожидкостных потоков (ГЖП) в трубах, – расчетных моделей, являющихся основой действующих нормативных документов для технико-технологического сопровождения как основной, так и завершающей стадии разработки газовых залежей.

В основу моделей были положены результаты многочисленных экспериментальных и аналитических исследований зарубежных и отечественных ученых, начиная с работ 19-го столетия по изучению потоков в водопроводных трубах: Дарси А., Вейсбаха Ю., Пуазейля Ж., Рейнольдса О., Никурадзе И.И., Коулбрука

К., Зигранга Д. и Сильвестера Н., Блазиуса А., Муди Л., Шевелева Ф.А., Альтшуля А.Д. и др.

Новое направление исследования потоков флюидов в трубах приобрели со становлением и развитием нефтегазодобывающих отраслей индустрии уже в 20-м веке. Наиболее известны результаты экспериментальных и аналитических исследований ГЖП в вертикальных и наклонных трубах Азиза К., Брилла Дж., Данса Х., Грэя Х., Оркиджевского Дж., Хэйдждорна А.Р., Хьюитта Дж., Бузинова С.Н., Васильева Ю.Н., Галлямова А.К., Гриценко А.И., Гужова А.И., Клапчука О.В., Коротаяева Ю.П., Кутателадзе С.С., Лутошкина Г.С., Мамаева В.А., Нигматуллина Р.И., Одишария Г.Э., Семенова Н.И., Точигина А.А., Харченко Ю.А., Шулятикова В.И. Исследователями сформулированы определения десятков типов режимов ГЖП.

Анализ показал, однако, что все разнообразие особенностей ГЖП при эксплуатации газовых скважин можно описать двумя наиболее часто упоминаемыми режимами: вспененным и дисперсно-кольцевым. В то же время для эксплуатации шлейфов на газовых промыслах характерны дисперсно-кольцевой, расслоенный и вспененный режимы.

Существующие расчетные модели ГЖП основаны на результатах экспериментальных исследований ГЖП лишь с объемным расходным содержанием представленной как нефтью, так и водой жидкости $\beta > 10^{-3}$. Это объясняется преимущественной нацеленностью ранее выполнявшихся исследований на задачи нефтедобычи. Что же касается задач газодобычи, то, как отмечалось во Введении, до недавних лет проблемы разработки залежей на поздней стадии не заявляли о себе с той очевидностью, как в последнее время, поэтому не было потребности в исследованиях ГЖП с содержанием жидкости ниже, чем 10^{-3} .

Тем не менее результаты уже выполненных экспериментов по изучению ГЖП в трубах представляют определенный интерес, в частности, в контексте данной работы, поскольку содержат ряд важных и не вызывающих сомнения выводов. Анализ этих результатов, несомненно, позволяет, кроме того, уточнить постановку задач диссертационной работы.

Начиная с 1970-х годов значительный комплекс экспериментов по изучению закономерностей ГЖП в вертикальных трубах был выполнен под руководством профессора Бузинова С.Н. в ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Впервые безразмерные потери давления $i = \frac{\Delta P}{\Delta L} \cdot \frac{1}{\rho_{ж}g}$ были рассмотрены как функция приведенного параметра Фруда: $Fr^* = \frac{\rho_{г}}{\rho_{0}} \cdot \frac{u^2}{gd}$, где $\rho_{г}$ и ρ_{0} – плотности газа при рабочих и стандартных условиях, $\rho_{ж}$ – плотность жидкости, u – скорость газа, g – ускорение силы тяжести, L и d – длина и диаметр трубы. Экспериментальные результаты исследований газожидкостных потоков в трубе одного диаметра (62 мм) Бузинов С.Н. представил в виде табличных и графических зависимостей $i = i(Fr^*)$. Однако объема имеющегося экспериментального материала оказалось недостаточно для построения полноценных расчетных моделей.

В 1980-е годы по результатам экспериментов Клапчука О.В. в том числе в субгоризонтальных трубах была разработана инструкция, нашедшая достаточно широкое применение в газопромысловой практике при обосновании режимов эксплуатации шлейфов. В то же время этот документ не учитывает условия газовых промыслов по составу исследовавшихся потоков (как и в других выше описанных случаях, изучались потоки с расходным объемным содержанием воды $\beta > 10^{-3}$). Кроме того, в данном документе не учтено влияние угла наклона газопровода на гидродинамические характеристики потока.

Наиболее значимыми выводами по первой главе являются следующие:

1.1 В последние десятилетия российскими и зарубежными исследователями экспериментальными и аналитическими методами изучены закономерности газоводяных потоков как разновидности газожидкостных в вертикальных, наклонных и горизонтальных трубах диаметром $d=0,025 \div 0,076$ м, при расходных объемных содержаниях воды в ГЖС $\beta > 10^{-2}$ при давлениях, близких к атмосферному, то есть двухфазные потоки в трубах диаметром $d > 0,076$ м характерного для разработки газовых залежей состава извлекаемой из пласта смеси с содержанием жидкости $\beta < 10^{-2}$ при давлениях, соответствующих промысловым, остались за пределами исследованных диапазонов.

1.2 В результате выполнения экспериментов исследователи получили ряд важных и сохраняющих свою актуальность выводов.

1.2.1 Графическая зависимость потерь давления в восходящем вертикальном ГЖП от расходной характеристики газа (характеристика ГЖП) немонотонна и имеет правую нисходящую с падением скорости газа ветвь, область минимумов и левую восходящую с падением скорости газа ветвь.

1.2.2 При любой скорости восходящих ГЖП в трубах исследованных диаметров и с любым наклоном наблюдается отставание жидкой фазы от газовой, то есть объемное истинное содержание φ в трубе жидкой фазы всегда выше объемного расходного содержания β .

1.2.3 В восходящих ГЖП при низких скоростях газа (на левой ветви характеристики ГЖП) обнаружен эффект ремиссии гравитационной составляющей, заключающийся в снижении потерь давления в трубе относительно гравитационной составляющей движущейся ГЖС.

1.3 Обнаруженная экспериментально ремиссия гравитационной составляющей движущейся ГЖС противоречит существующей в настоящее время в гидродинамике методологии моделирования ГЖП, основанной на гипотезе, что гравитационная составляющая движущейся смеси является одним из аддитивных факторов формирования потерь давления в потоке.

1.4 Действующие регламенты, предназначенные для обоснования, в частности, параметров эксплуатации скважин и шлейфов, основаны на результатах исследований ГЖП в трубах с диаметрами, значительно меньшими типичных диаметров скважин и шлейфов газовых промыслов, с содержаниями жидкости, многократно превышающими характерное содержание попутной воды, при давлениях, близких к атмосферному.

1.5. Наблюдаемые при эксплуатации обводненных скважин значительно меньшие прогнозировавшихся дебиты скважин объясняются неадекватностью используемых в действующих регламентах расчетных гидродинамических моделей реальным условиям газовых промыслов, что вызывает необходимость их совершенствования.

1.6. Для совершенствования методологии моделирования работы скважин и промысловых ГСС необходимо провести экспериментальные исследования ГЖП в физических условиях, максимально полно воспроизводящих промысловые.

1.7. Важнейшими целями экспериментальных исследований является установление проявления или отсутствия проявления в скважинах ремиссии гравитационной составляющей динамичной ГЖС в условиях разработки газовых залежей; проверка корректности применения механистических моделей, в частности - модели сплошной (гомогенной) среды; получение исходной информации для адаптации к условиям газовых промыслов методологии исследований и моделирования ГЖП в скважинах и шлейфах и в итоге для обоснования гидродинамических методов повышения эффективности добычи газа с попутной водой с целью увеличения конечной газоотдачи продуктивных пластов.

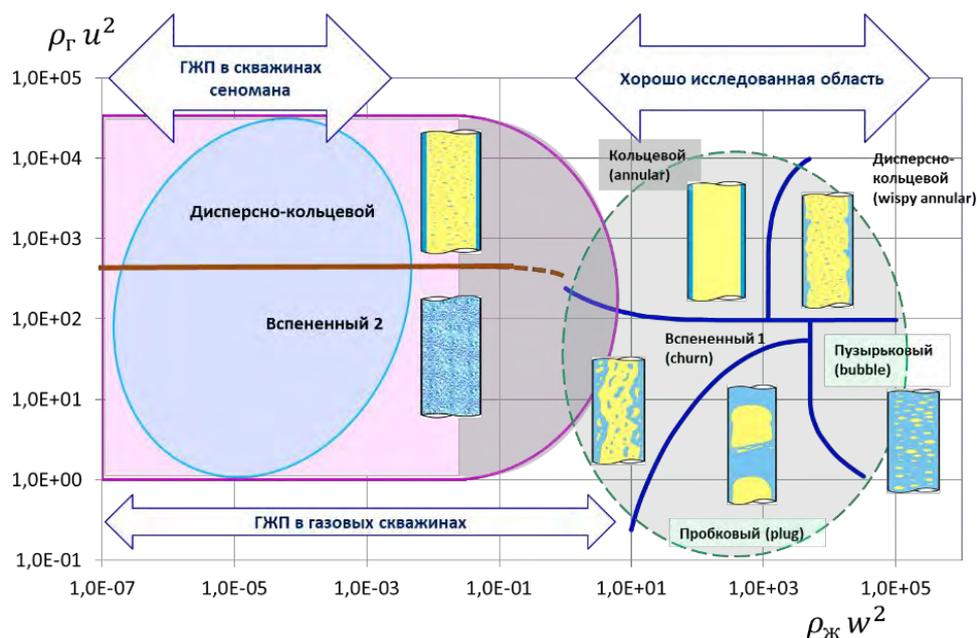
Во **второй главе** содержатся описание экспериментального оборудования и анализ результатов исследований, выполнявшихся с 2005 года при активном участии автора, а с 2013 года под его научным руководством.

Изучение ГЖП проводилось на специализированном Стенде, который позволяет создавать и исследовать потоки газов и жидкостей в трубах промышленного сортамента длиной 29÷34 м с любым наклоном от вертикали до горизонтали при давлениях в диапазоне 0,1÷4,0 МПа. Стенд имеет замкнутую конфигурацию и позволяет поддерживать расходы газа 0÷180 тыс. м³/сут при расходах жидкости 0÷36 м³/сут. Задаваемыми параметрами на Стенде являются диаметры, длины и углы наклона труб, давление, расходы газа и жидкости. В процессе эксперимента расходные характеристики исследуемых фаз и давление в системе могут поддерживаться на протяжении любого периода времени или варьироваться по заданному алгоритму. Измеряемыми параметрами являются потери давления на различных участках испытываемой трубы и истинное объемное содержание жидкости в потоке. В качестве газовой фазы преимущественно использовался воздух, для выявления влияния свойств газа на характеристики ГЖП проведены эксперименты с азотом и гелием. В качестве жидкой фазы преимущественно использовалась водопроводная

вода, для выявления влияния свойств жидкости проведены эксперименты с растворами формиата натрия различной концентрации (плотностью $\rho=1\div 1,2$ кг/м³, с поверхностным натяжением $\delta=42\div 72$ мН/м) и дизельным топливом (плотностью $\rho=0,839$ кг/м³, с поверхностным натяжением $\delta=27,6$ мПа/м).

Максимальные погрешности измерений физических параметров на стенде составляли: по расходам газа и жидкости 1%, по давлению и потерям давления 0,1%, по объемному содержанию жидкости 5%. Максимальная погрешность аппроксимации экспериментальных зависимостей аналитическими функциями составила для потерь давления 2 %, для объемного содержания жидкости 8%.

Автором обоснованы критерии подобия ГЖП: приведенный параметр Фруда $Fr^* = \frac{\rho_g}{\rho_{ж}} \cdot \frac{u^2}{gd}$ (где $\rho_{ж}$ и ρ_g - плотности жидкости и газа, u – средняя по сечению трубы скорость газа), число Вебера $We = \frac{\rho_{ж}dw^2}{\sigma}$ и дополнительный новый комплексный параметр – число Бузинова $Bu = Fr_{ж}^{1/3} E\ddot{o}^{2/3} \left(\frac{1}{\bar{d}}\right)^2$, где $Fr_{ж} = \frac{w^2}{gd}$ – параметр Фруда по жидкости, $E\ddot{o} = \frac{\rho_{ж}gd^2}{\sigma}$ – параметр Этвёша по жидкости, $\bar{d} = \left(\frac{d}{d_0}\right)$ – безразмерный диаметр трубы, приведенный к характерному линейному размеру, w – средняя по сечению трубы скорость жидкой фазы, σ – поверхностное натяжение на границе раздела фаз. Как показали эксперименты, характерный линейный размер для всех водогазовых потоков является константой и равен $d_0=0,055$ м. Установлено также, что наличие жидкости в потоке приводит при $Bu^*>0,18$ к увеличению, а при $Bu^*<0,18$ – к уменьшению потерь давления по сравнению с однофазным газовым потоком. На рисунке 1 показано, что область исследований автора на несколько порядков отличается от исследованных другими специалистами областей.



Светло-зеленый овал в зеленом пунктирном контуре – ранее исследованная область (Aliyu M.A., 2015). Розовая фигура – область условий на газовых промыслах. Голубой овал – область завершающей стадии разработки газовых залежей Западной Сибири. Координаты представлены в единицах СИ

Рисунок 1 - Сравнение диапазонов и границ переходов между режимами в газовых скважинах и в условиях экспериментов

Некоторые результаты экспериментов в вертикальной трубе диаметром 0,103 м при разных давлениях p и разных расходах жидкости q представлены на рисунке 2. Сравнение результатов, полученных на Стенде, с результатами Коротаева Ю.П. (1958), показало их хорошее соответствие.

Стендовые эксперименты подтвердили обоснованность предположения о том, что моделирование потоков ГЖС или их компонентов в трубах общепринятыми механистическими методами, по крайней мере при расходных объемных содержаниях жидкости $\beta < 10^{-3}$, физически несостоятельно. Основная причина этого заключается в том, что исследуемые ГЖП характеризуются малой величиной истинного объемного содержания жидкой фазы, в связи с чем значительная доля жидкости взаимодействует со стенками трубы с проявлением различных эффектов. К таким эффектам относятся: образование жидкой пленки на внутренней поверхности трубы, взаимодействие с пленкой капель жидкости на границе с газовым потоком (прилипание, отскакивание, отрыв капель от пленки), зависание жидкости в неподвижной пленке или движение в пленочном состоянии вверх или вниз и т.д. Кроме того, в таких ГЖП возникают вихри сложного фазового

состава, что приводит к существенной локальной динамической неравновесности потока. Каждый из этих эффектов достаточно сложен; очевидно, что существующие механистические модели их не учитывают.

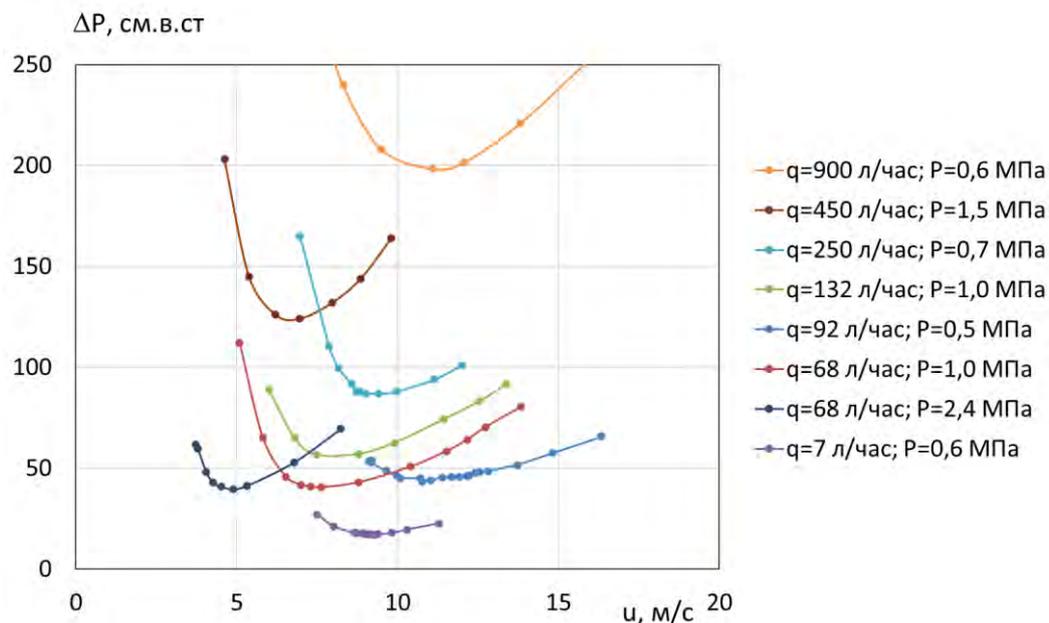


Рисунок 2 - Результаты экспериментальных исследований ГЖП в вертикальной трубе диаметром 0,103 м длиной 29 м.

Установлено, что безразмерные потери давления i являются суммой селективных потерь при движении фаз. Пример соответствующего графика демонстрируется на рисунке 3 для расхода жидкости $q_{жс}=210$ л/час в трубе диаметром 0,062 м (для участков труб длиной 1, 3, 5 и 29 м экспериментальные зависимости в представленных координатах совпадают). Пунктирная линия на этом рисунке является аналогом известной зависимости Дарси-Вейсбаха потерь давления от скорости однофазного газового потока, при замене аргумента на Fr^* приобретающей вид прямой. Эксперименты показали, что правая ветвь характеристики ГЖП эквидистантна прямой для однофазного газа; при этом дополнительные потери давления пропорциональны числу Бузинова, в структуру которого входят свойства жидкости и не входят свойства газовой фазы. Это проявляется также в том, что величина минимальных потерь давления не зависит от общего давления среды.

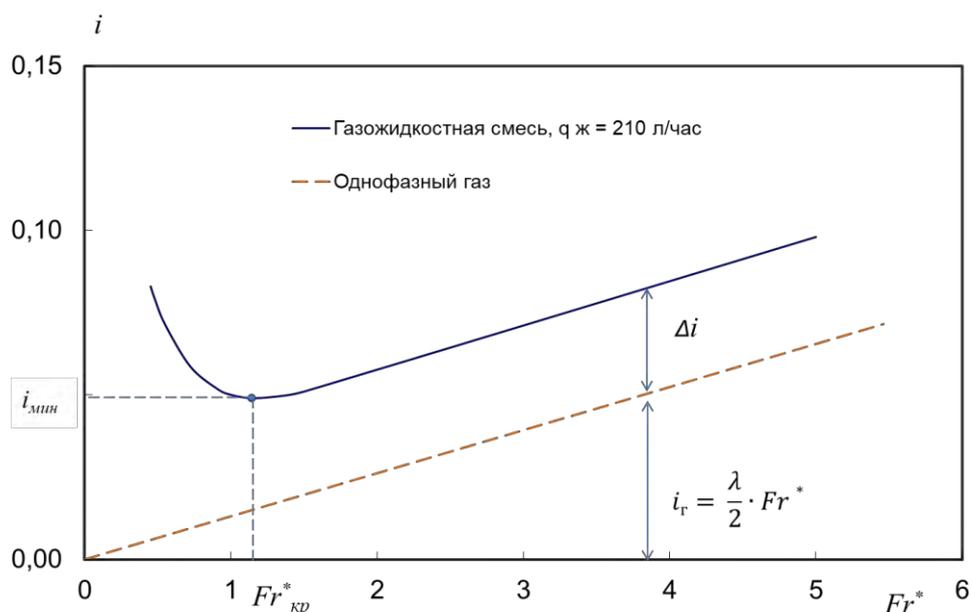


Рисунок 3 - Потери давления в вертикальном газожидкостном потоке как сумма потерь при движении газа i_g и жидкой фазы Δi .

Экспериментами автора подтверждено явление ремиссии гравитационной составляющей ГЖП при малых скоростях газа, обнаруженное в 1983 г. Гриценко А.И. с соавторами. Как следствие этого явления, безразмерные потери давления i могут быть меньше объемной (весовой) составляющей жидкой фазы в смеси φ . Как установлено автором данной работы, при типичных для газовых месторождений содержаниях в газе попутной воды в диапазоне приведенных числе Фруда $0,0002 < Fr^* < 0,4$ выполняется соотношение $i = 0,82\varphi$. В то же время, например, выполненный автором анализ данных Лутошкина Г.С. показал, что в общем случае в области высоких φ (свыше 0,4) потери давления i являются линейной функцией φ ($i = C\varphi$), и могут быть как меньше φ ($C < 1$, при относительно невысоком расходном содержании жидкости), так и больше φ ($C > 1$, при высоком содержании жидкости).

Экспериментами автора подтверждено, что в восходящих ГЖП и при $\beta < 10^{-4}$ функция $i = i(Fr^*)$ имеет минимум при некоторой величине аргумента $Fr^*_{кр}$, зависящей от диаметра трубы d и расходного содержания жидкости β . При этом показано, что потери давления i в субвертикальных трубах, при отклонении труб в диапазоне зенитных углов $\alpha = 0 \div 20^\circ$, не зависят, а в наклонных и субгоризонтальных трубах (к

последним автор относит трубы, наклон которых находится в диапазоне $\gamma=0\div 10^\circ$ от горизонтали) зависят от наклона трубы.

Для потоков в субвертикальных трубах зависимость $i=i(Fr^*)$ имеет монотонный характер с минимумом, разделяющим правую и левую ветви характеристики потока и соответствующим переходу от дисперсно-кольцевого (на правой ветви) к вспененному (на левой ветви) режиму (рисунок 3), а для потоков в наклонных и субгоризонтальных трубах переход $Fr^* \rightarrow < Fr^*_{кр}$ сопровождается локальным скачкообразным ростом потерь давления, соответствующим переходу от расслоенного (на правой ветви) к вспененному (на левой ветви) режиму течения. Некоторые из полученных данных для наклонных и субгоризонтальных потоков представлены на рисунке 4.

Одним из результатов стендовых экспериментов явилось установление гидродинамической характеристики процесса задавливания газовой скважины попутной жидкостью. Этот процесс начинает развиваться после снижения скорости газа (то есть дебита скважины) ниже минимальной, когда происходит накопление попутной воды в стволе скважины.

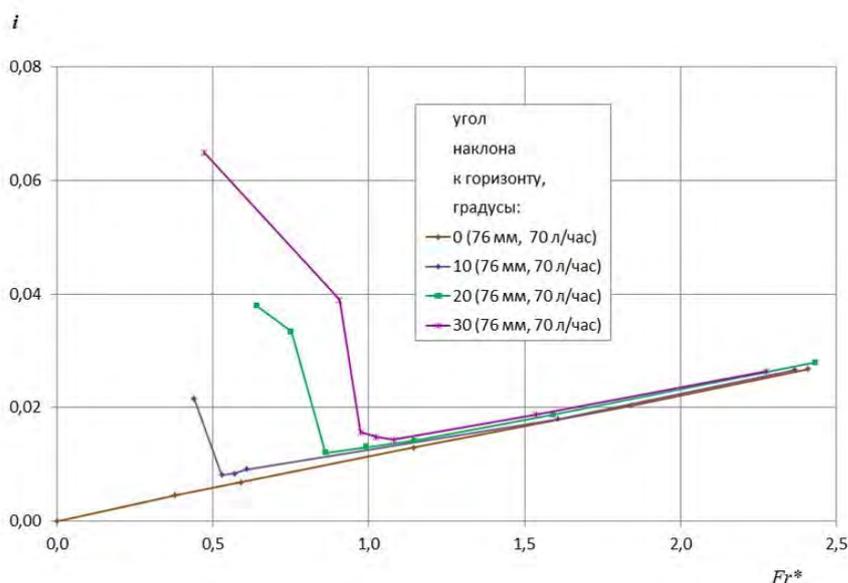


Рисунок 4 - Результаты экспериментов на трубе с внутренним диаметром 0,076 м при расходе жидкости 70 л/ч и углах наклона от горизонтали 0-30°.

Наиболее значимые выводы по второй главе заключаются в следующем.

2.1. Проведены экспериментальные исследования ГЖП в вертикальных, наклонных и субгоризонтальных трубах диаметрами $0,035 \div 0,153$ м при давлениях $0,1 \div 4,0$ МПа в диапазоне расходов газа 1-180 тыс.м³/сут с малым расходным содержанием жидкости $\beta < 0,01$.

2.2. В результате выполнения автором экспериментов получен обширный объем информации, обеспечивающей возможность:

- совершенствования гидродинамической основы методологии исследований и моделирования ГЖП в скважинах и шлейфах газовых промыслов,
- разработки и адаптации расчетных методик гидродинамических процессов в системах добычи газа, в первую очередь на поздней стадии разработки.

2.3. Из числа опубликованных по результатам ранее проведенных исследований восходящих ГЖП в скважинах и шлейфах экспериментами подтверждена достоверность следующих важных выводов:

- вне зависимости от диаметра трубы, ее наклона, расходного содержания β жидкой фазы в восходящем или строго горизонтальном потоке всегда наблюдается отставание жидкой фазы,

- на криволинейных в целом графиках зависимости потерь давления i от скорости потока (величины приведенного параметра Фруда Fr^*) наблюдаются точки минимальных величин потерь (при $Fr^* = Fr^*_{кр}$), причем в субгоризонтальных стволах при дальнейшем снижении скорости газа наблюдается вертикальный скачок потерь давления и дальнейший плавный рост,

- в области низких скоростей газа (ниже $Fr^*_{кр}$) величина потерь давления в вертикальной скважине при определенных условиях количественно может быть меньше гравитационной составляющей ГЖС, традиционно используемой в существующих гидродинамических моделях как одно из слагаемых общих потерь давления, то есть имеет место ремиссия гравитационной составляющей ГЖП.

2.4. Согласно экспериментальным и аналитическим исследованиям автора в вертикальных ГЖП:

а) в области низких скоростей газа ($Fr^* < Fr^*_{кр}$):

- истинное объемное содержание жидкости может на несколько порядков

превышать расходное,

- величина потерь давления i в вертикальной скважине может быть представлена формулой $i=C\varphi$, причем коэффициент $C=C(\beta)$ варьирует в диапазоне $0,75 \div 1,1$. В условиях разработки газовых залежей, при $VGF=0,1 \div 300 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ($10^{-7} \div 3 \cdot 10^{-4}$), наблюдается ремиссия гравитационной составляющей ГЖП, когда $C < 1$, а именно $C=0,82$, и, следовательно $i=0,82\varphi$;

б) в области высоких скоростей потока ($Fr^* > Fr^*_{кр}$):

- характеристика ГЖП в координатах « $i-Fr^*$ » прямолинейна,
- характеристика ГЖП в координатах « $i-Fr^*$ » эквидистантна характеристике однофазного потока,

- общие потери являются суммой двух селективных величин: потерь, возникающих вследствие движения газа, и потерь, возникающих вследствие движения жидкости независимо от скорости газа,

- дополнительные потери давления по сравнению с однофазным потоком пропорциональны параметру Бузинова $Bu = \frac{Fr_{ж}^{1/3} \cdot E \delta^{2/3}}{\bar{d}^2}$;

в) в области минимума потерь давления ($Fr^* \approx Fr^*_{кр}$):

- в трубе заданного диаметра минимальная величина потерь давления зависит от диаметра трубы и расхода жидкости, но не зависит от давления среды.

2.5. Исследован механизм задавливания газовой скважины попутной водой, которое обусловлено возрастанием потерь давления в стволе скважины вследствие увеличения истинного объемного содержания жидкости.

2.6. Установлены требования к совершенствованию методологии исследований и моделирования ГЖП в скважинах и шлейфах с целью повышения эффективности технико-технологического сопровождения разработки газовых месторождений:

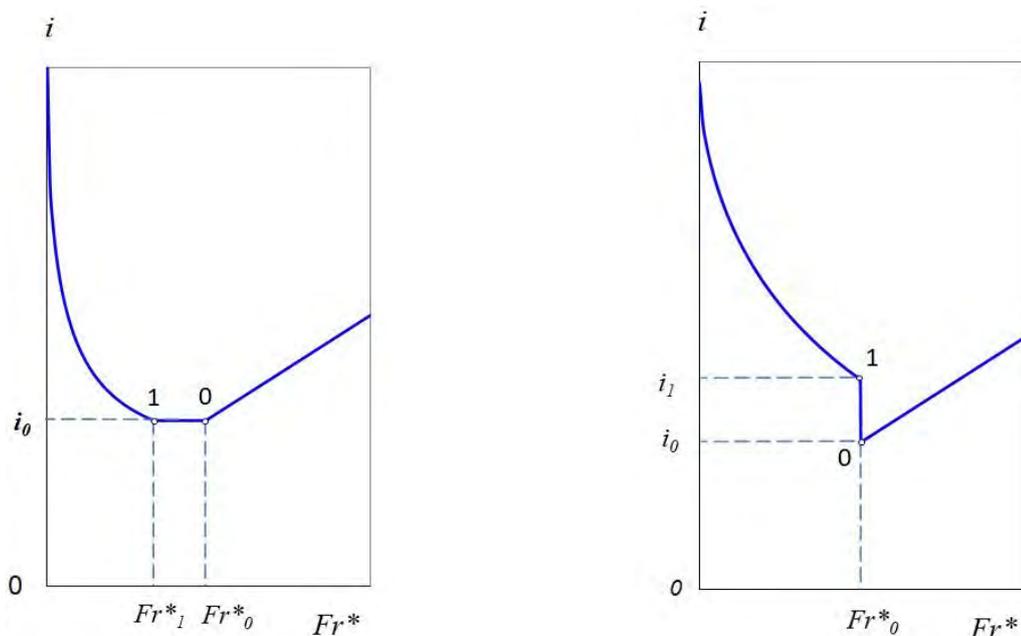
- в качестве гидродинамической основы методологии предлагается использование эмпирически обоснованной концепции отдельного влияния фаз на формирование потерь давления в стволах скважин и шлейфов вместо традиционных методов механики сплошной среды;

- при моделировании ГЖП в стволах скважин и шлейфов необходимо использовать обоснованный автором комплекс параметров подобия, включающий приведенный параметр Фруда $Fr^* = \frac{\rho_r}{\rho_{ж}} \cdot \frac{u^2}{gd}$, параметр Вебера $We = \frac{\rho_{ж} D w^2}{\sigma}$ и параметр Бузинова $Bu = \frac{Fr_{ж}^{1/3} \cdot E \bar{\alpha}^{2/3}}{\bar{d}^2}$;

- на основе результатов выполненных автором экспериментов необходимо разработать новые модели ГЖП в скважинах и шлейфах, а затем на их основе продемонстрировать возможность обоснования технико-технологических решений, обеспечивающих повышение эффективности эксплуатации промысловых систем добычи и сбора газа этих объектов.

В **третьей главе** описываются Новые модели ГЖП в трубах, разработанные автором по данным стендовых экспериментов и, частично, по результатам других исследователей. Анализируется точность рассчитываемых при использовании как существующих, так и разработанных автором моделей для оценки потерь давления и содержания жидкой фазы.

Аппроксимация экспериментальных данных осуществлялась кусочно-гладкими модельными кривыми, изображенными на рисунке 5. Такая схематизация характеристик ГЖП представляется вполне допустимой, поскольку экспериментальные точки ложатся на аппроксимирующие кривые с точностью не хуже 0,5 %. На рисунке 5 изображены характерные точки кривых i_0, i_1, Fr^*_0, Fr^*_1 , координаты которых определяются по эмпирическим формулам, представленным ниже.



а – субвертикальный ГЖП

б – субгоризонтальный ГЖП

Рисунок 5 – Схематизация характеристики ГЖП

Необходимо отметить, что в существующих моделях ГЖП в начале тем или иным способом определяется истинное объемное содержание жидкости в трубе, а по нему, с учетом гравитационной составляющей смеси, определяются суммарные потери давления. Поскольку в экспериментах автора подтверждено явление ремиссии гравитационной составляющей, традиционный подход оказался неприемлемым, и потери давления определяются по независимым эмпирическим соотношениям. У такого подхода есть дополнительное преимущество, поскольку, как известно, наиболее распространенные экспериментальные методы измерения φ обладают значительными погрешностями, влияющими на последующие расчеты потерь давления в случае использования традиционного механистического подхода. Таким образом, в Новых моделях для расчета потерь давления не используется информация об объемном содержании жидкости, что исключает дополнительный источник погрешностей. Однако знание величины φ необходимо для расчетов неустановившихся процессов, таких как задавливание, продувка и переходные процессы, имеющие место при смене режимов эксплуатации промысловых систем.

Поэтому автором были разработаны помимо Новых моделей №№ 1 и 3 для оценки потерь давления в скважинах и шлейфах также Новые модели №№ 2 и 4

для определения истинного объемного содержания жидкости φ применительно к условиям эксплуатации скважин и шлейфов газовых промыслов.

Новые модели №№ 1 - 4 приведены в виде формул, где обозначены: d и L – диаметр (м) и длина трубы (м), $q_{жс}$ – расход жидкой фазы (л/час), g – ускорение силы тяжести ($\text{кг}\cdot\text{м}/\text{с}^2$), α и γ – угол отклонения от вертикали или от горизонтали соответственно (градусы), $\rho_{жс}$ и $\rho_г$ – плотности жидкости и газа ($\text{кг}/\text{м}^3$).

Модель № 1 для оценки потерь давления в субвертикальной трубе.

Координаты характерных точек:

$$Fr_0 = 1,15 - 1,15 \left(1 - \frac{1}{\bar{d}}\right) \cdot e^{-4,6We^{0,5}}, \text{ где } \bar{d} = \frac{d}{0,055}.$$

Безразмерные потери давления для первого участка на правой ветви (при $Fr^* > Fr_0^*$):

$$i_0 = \frac{\lambda}{2} \cdot Fr_0^* + 0,00667 \cdot Bu^* - 0,0012.$$

На втором (горизонтальном) участке характеристики ГЖП потери давления минимальны

$$i = i_0 \text{ и } i = i_0 = i_{min} = const,$$

$$i_0 = \frac{\lambda}{2} \cdot Fr_0^* + 0,00667 \cdot Bu^* - 0,0012.$$

Абсцисса границы между вторым и третьим участками фиксируется по величине

$$Fr_1^* = Fr_0^* - \frac{9,48 \cdot 10^{-2}}{\bar{d}} - 0,0659.$$

Безразмерные потери давления на левой ветви (при $Fr^* < Fr_1^*$):

$$i = \frac{G_B}{G_B + 1,5}, \text{ где } G_B = C_B \cdot \left(\frac{Fr_1^* - Fr^*}{Fr^* + 0,001}\right)^{D_B} + \frac{1,5i_0}{1 - i_0},$$

$$C_B = \frac{0,0248}{\bar{d}} + \frac{7,27 \cdot 10^{-5}}{\bar{d}^2}, D_B = 0,996 + \frac{0,75}{\bar{d}} + \frac{0,397}{\bar{d}^2}.$$

Для расчета потерь давления в вертикальной скважине в размерном виде используется формула

$$\Delta p = \left(i + \frac{\rho_г}{\rho_{жс}}\right) \rho_{жс} g \Delta L.$$

В субвертикальной скважине, при углах отклонения от вертикали α , не превышающих 20° , потери давления рассчитываются по формуле

$$\Delta p = \left(i + \frac{\rho_r}{\rho_{ж}} \cos \alpha \right) \rho_{ж} g \Delta L .$$

Модель № 2 для определения истинного объемного содержания жидкой фазы φ в субвертикальной трубе.

По данным стендовых экспериментов автором установлено, что в вертикальной и в субвертикальной трубах истинное объемное содержание жидкой фазы может быть рассчитано по эмпирическим формулам:

$$\varphi = \frac{i}{0,82} \quad \text{при } 0,1Fr_1^* < Fr^* < Fr_1^* ,$$

$$\varphi = 1 - 10 \cdot \frac{Fr^*}{Fr_1^*} \cdot (1 - \varphi_{0,1}) \quad \text{при } Fr^* \leq 0,1Fr_1^* ,$$

$$\varphi_{0,1} = \varphi \quad \text{при } Fr^* = 0,1Fr_1^* ,$$

$$\varphi = \frac{A_{Fr}}{(Fr^*)^{0,0093d^2+0,0066d}} \quad \text{при } Fr^* \geq Fr_1^* ,$$

где $A_{Fr} = \varphi_1 \cdot (Fr_1^*)^{0,0093d^2+0,0066d}$,

$$\varphi_1 = \varphi$$

при $Fr^* = Fr_1^*$.

Модель № 3 для оценки потерь давления в субгоризонтальной трубе.

Координаты характерных точек:

$$Fr_0^* = ae^{-bd} ,$$

где коэффициент a зависит от угла наклона трубы и расхода жидкости, а b зависит только от расхода жидкости

$$a = 0,0928 \cdot \gamma^{2/3} \cdot q_{ж}^{0,0913} , \quad b = \frac{8,64}{q_{ж}^{0,245}} ;$$

$$i_l = i_0 + \Delta i ,$$

где $\Delta i = 0,185 \cdot (1 - e^{-0,15\gamma}) \cdot d$.

Зависимость $i(Fr^*)$ для левой ветви (при $Fr^* < Fr_0^*$) описывается экспонентой

$$i = \sin \gamma \cdot e^{-C \cdot Fr^{*0,333}}$$

где вспомогательный коэффициент C определяется по эмпирической формуле

$$C = \frac{-\ln \frac{i_1}{\sin \gamma}}{(Fr_0^*)^{0,333}}$$

Безразмерные потери давления на правой ветви (при $Fr^* > Fr^*_0$):

$$i = \frac{\lambda}{2} \cdot Fr^*$$

Для расчета потерь давления в субгоризонтальной трубе в размерном виде получена формула

$$\Delta p = \left(i + \frac{\rho_{\Gamma}}{\rho_{\text{ж}}} \sin \gamma \right) \rho_{\text{ж}} g \Delta L.$$

Модель № 4 для определения истинного объемного содержания жидкой фазы φ в субгоризонтальной трубе.

Объемное содержание жидкости для установившегося режима на правой ветви ($Fr^* > Fr^*_0$) с высокой точностью может быть рассчитано с помощью выражения

$$\varphi = \frac{0,0305 q_{\text{ж}}^{0,8}}{\sqrt{Fr^* D^{4,333}}}$$

Объемное содержание жидкости на левой ветви рассчитывается по эмпирическому соотношению

$$\varphi = \frac{1}{A \cdot (Fr^*)^B},$$

$$\text{где } B = 0,0059D + 0,228, A = 19600B^8 + 10,39.$$

В завершающих параграфах третьей главы приводятся результаты анализа точности расчетов, выполняемых при использовании существующих и разработанных автором Новых моделей. Согласно приводившимся выше аргументам в качестве критериев точности результатов были использованы стендовые данные.

Анализовалась точность расчетов с использованием наиболее известных в газопромисловой практике моделей, созданных для оценки потерь давления и определения содержания в ГЖП жидкой фазы, – Грэя У., Одишария Г.Э., Клапчука О.В., Мукерджи Х. и Брилла Дж., Беггса Дж. и Брилла Дж., Данса Х. и Роса Р., а

также программы OLGA (версия 2014 г.). На построенные графики наносились также расчетные данные, полученные при использовании Новых методик, и, наконец, контрольные данные – результаты стендовых экспериментов.

Анализ показал, что Новые модели обеспечивают более высокую точность по сравнению с применяемыми в настоящее время моделями и могут быть рекомендованы для использования в качестве научно-методической базы при технико-технологическом сопровождении разработки газовых залежей вообще и на завершающей стадии в частности. Типичные результаты анализа точности модельных данных приведены на рисунке 6, где точками указаны величины, полученные при выполнении стендовых экспериментов.

По третьей главе наиболее существенны изложенные ниже выводы.

1. 3.1 По результатам экспериментов внесены изменения в методологию исследований и моделирования движения ГЖС в скважинах и шлейфах. В качестве гидродинамической основы методологии предлагается использование эмпирически обоснованной концепции раздельного влияния фаз на формирование потерь давления в стволах скважин и шлейфов.

3.2 Разработаны гидродинамические модели ГЖП для оценки потерь давления и истинного объемного содержания жидкой фазы в субвертикальных и субгоризонтальных трубах. В моделях используется комплекс параметров подобия, включающий приведенный параметр Фруда Fr^* , параметр Вебера We и параметр Бузинова Bi .

3.3 Проверка показала, что в отличие от существующих новые модели позволяют получать результаты, обладающие высокой точностью во всем диапазоне промысловых параметров, характерном для разработки газовых залежей, в частности, на стадии падающей добычи.

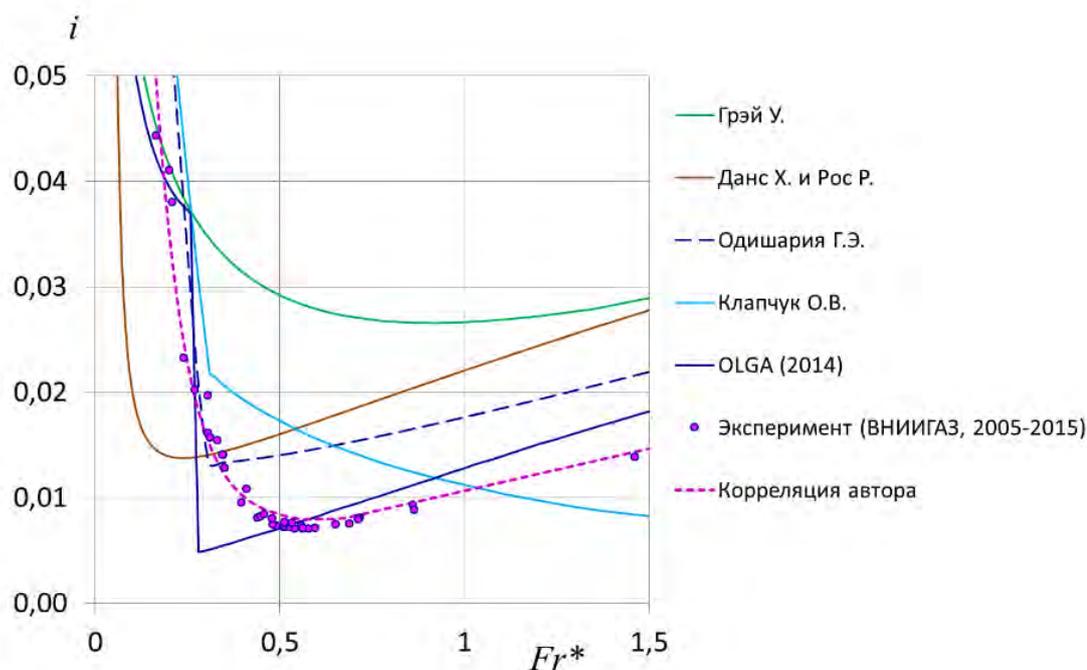


Рисунок 6 – Сравнение экспериментальных данных с расчетными для потерь давления в ГЖП в трубе $d = 0,1003$ м при расходе жидкости $q_{жс} = 10$ л/час.

3.4 Разработанные автором диссертационной работы новые гидродинамические модели могут быть использованы в качестве одного из инструментов повышения эффективности технико-технологического сопровождения разработки газовых месторождений и обеспечения максимально высоких конечных коэффициентов извлечения газа из недр подобного рода объектов.

В **четвертой главе** рассмотрен ряд разработанных с использованием Новых моделей движения ГЖП в трубах научно-технических решений, реализация которых может способствовать повышению эффективности эксплуатации обводняющихся скважин.

Одной из серьезных проблем завершающей стадии разработки газовых залежей является уменьшение к настоящему времени упругой энергии пластовых систем в среднем до порядка 10% от начальной и продолжающееся ухудшение условий отбора газа. Происходящие при этом изменения геолого-физического состояния призабойных зон скважин, как правило, резко негативно влияют на их среднюю производительность.

Очевидно поэтому, что технико-технологические решения для условий поздней стадии разработки газовых залежей должны содержать варианты, в которых учтено как разнообразие условий функционирования скважин, так и неизбежное быстрое уменьшение упругого потенциала пластовых систем.

С учетом изложенного автором рассмотрен достаточно широкий спектр возможных вариантов эффективной эксплуатации газовых скважин (соответствующие варианты эксплуатации шлейфов и звеньев «пласт-скважина-шлейф» рассматриваются в следующей главе).

Анализ работы скважин с использованием Новых моделей показал, что общим условием устойчивой работы обводненной газовой скважины является выполнение двух неравенств:

$$Q > Q_{\min} \text{ и } p_{уст} < p_{уст \max}, \quad (1), (2)$$

а не одного $Q > Q_{\min}$, как считалось ранее; здесь Q – дебит, Q_{\min} – минимальный дебит, $p_{уст}$ – давление на устье, $p_{уст \max}$ – максимальное давление на устье скважины. Показано, что невыполнение второго неравенства (2) неизбежно приводит к задавливанию скважины, даже если ее начальный дебит удовлетворяет неравенству (1).

Выполнение этих условий, естественно, зависит от конкретных текущих и ожидаемых в ближайшие годы особенностей состояния залежей. Пример возможного случая приведен на рисунке 7.

Варианты режимов эксплуатации газовых скважин и шлейфов в период падающей добычи хорошо известны. В соответствии с приведенными в главах первой и второй и выше в данной главе аргументами при обосновании эффективных режимов эксплуатации скважин и шлейфов автор использовал Новые модели ГЖП в трубах.

Автором впервые предложены методы расчета режимов работы обводняющихся скважин с учетом влияния гидродинамических явлений на забое скважины.

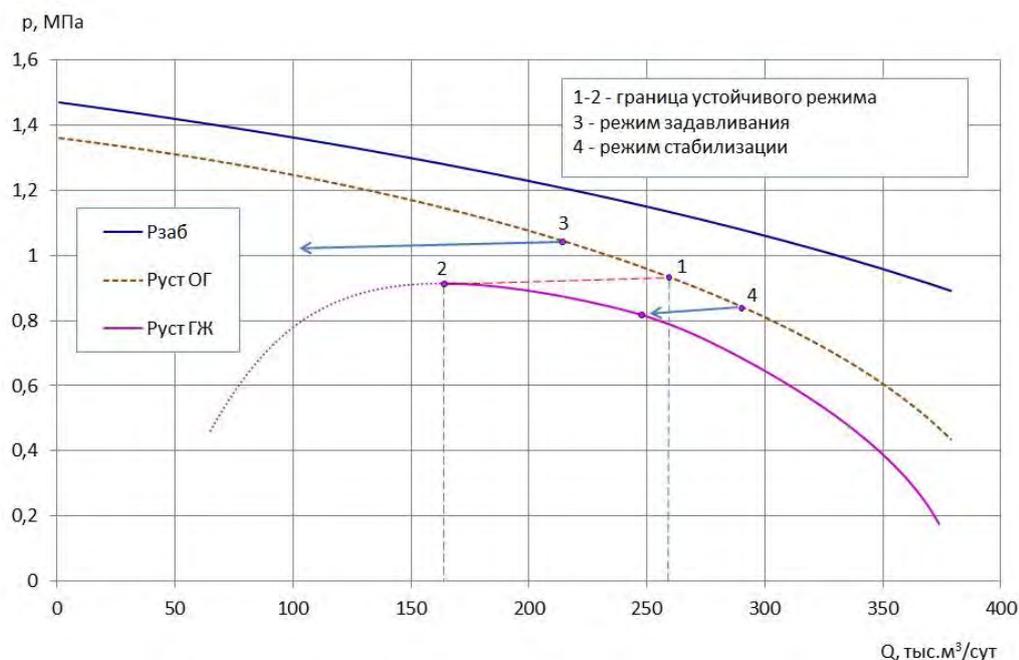


Рисунок 7 - Иллюстрация влияния попутной воды на устойчивость режима эксплуатации газовой скважины. $P_{уст\ OG}$ – давление на устье «сухой» скважины, $P_{уст\ ГЖ}$ – давление на устье скважины в случае поступления в ствол воды.

При значительной толщине вскрытого интервала перепады давления между нижним и верхним участками забоя становятся существенными по сравнению с пониженными величинами $p_{пл}$, характерными для завершающей стадии разработки. На рисунке 8 изображена зависимость относительной величины работающего интервала $y=h_{11}/H$ от дебита, из которой видно, что в рассматриваемом примере вскрытый интервал работает полностью только при дебите $Q_{кр\ заб} = 285$ тыс.м³/сут и выше.

При этом, как видно из рисунка, наличие жидкости в продукции заметно влияет на характеристику скважины, существенно повышая требования к обеспечению необходимых величин давления на устье скважины для ее устойчивой работы.

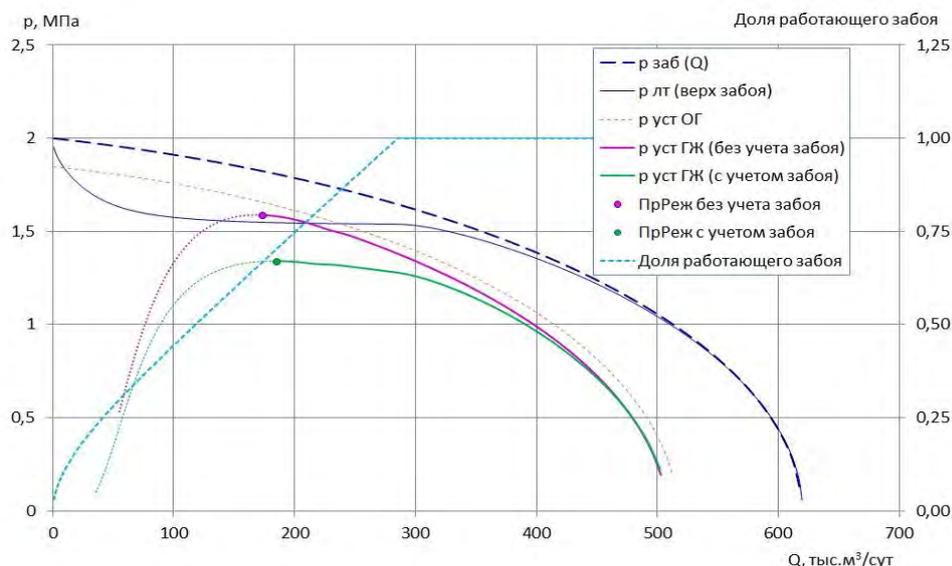


Рисунок 8 - Влияние гидродинамических процессов на забое на характеристику скважины. 1 – $P_{заб}(Q)$, 2 – $P_{уст\text{ ОГ}}$, 3 – $P_{уст\text{ ГЖ}}$ без учета забоя (красная точка – предельный режим), 4 – то же с учетом забоя (зеленая точка – предельный режим), 5 – $P_{лт}$, верх забоя, 6 – доля работающего забоя.

Выполненные автором расчеты показали, что для повышения дебита скважины до необходимого уровня может оказаться эффективным увеличение глубины спуска башмака НКТ. Это позволит продлить на определенное время период эксплуатации подобных скважин с приемлемыми дебитами. Соответствующая иллюстрация приведена на рисунке 9.

В ходе расчетов установлено также, что при образовании на забое скважины столба воды или песчаной пробки их удаление может привести не к улучшению, а, как это ни парадоксально, к ухудшению условий выноса пластовой смеси из скважины.

Непрерывное снижение пластового давления в процессе разработки залежи требует, естественно, принятия на определенных этапах отбора газа новых, причем нередко принципиально новых, технико-технологических решений.

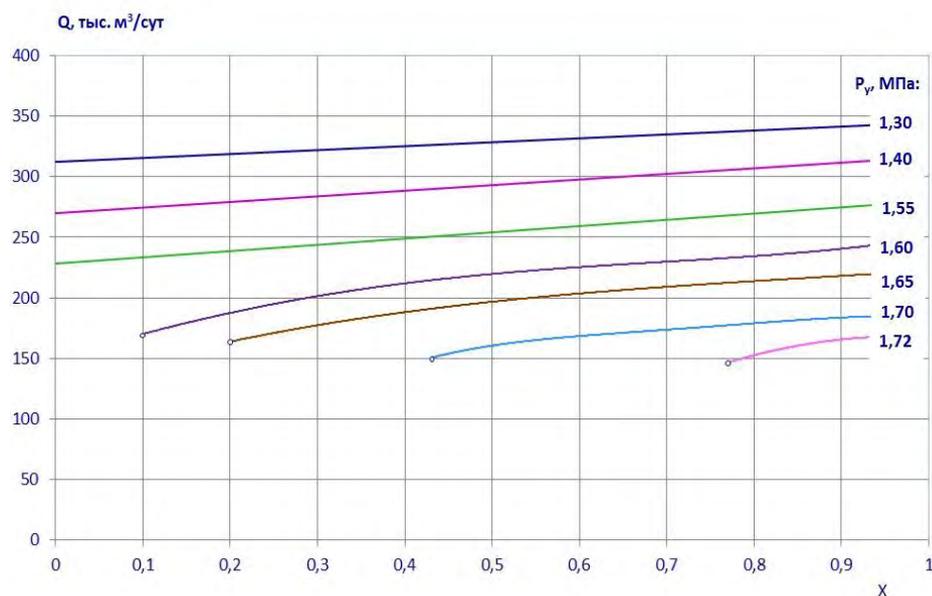


Рисунок 9 - Зависимость дебита скважины от глубины спуска НКТ при разных значениях устьевого давления.

С учетом нарастающего ухудшения условий отбора газа логичным представляется переход на определенной стадии разработки залежи к реализации следующей трехэтапной программы эксплуатации скважин: (а) уменьшение диаметра НКТ, (б) концентрический лифт, (в) газлифт.

Ниже описаны возможные особенности внедрения трехэтапной программы в условиях разработки газовой залежи на поздней стадии.

Этап 1. Оптимизация диаметра НКТ. Это мероприятие создает условия для эксплуатации скважины вплоть до момента снижения пластового давления до некоторого предельного минимального уровня, ниже которого устойчивая эксплуатация скважины невозможна при текущем уровне давления в шлейфе, то есть позволяет достичь наиболее полного извлечения газа из пласта без дополнительных материальных и энергетических затрат.

Этап 2. После оптимизации диаметра лифтовой трубы в большинстве случаев будет возможно совмещение в течение определенного периода времени технологии эксплуатации скважины через НКТ уменьшенного диаметра и технологии двухрядного или концентрического лифта (КЛ) с отбором газожидкостной смеси по НКТ и параллельно однофазного газа по межколонному кольцевому каналу (МКК). Это даст возможность увеличить текущие дебиты и

регулировать отборы без негативных последствий для дальнейшей эксплуатации скважины. Происходящие при этом изменения соответствующих зависимостей можно видеть из рисунка 10.

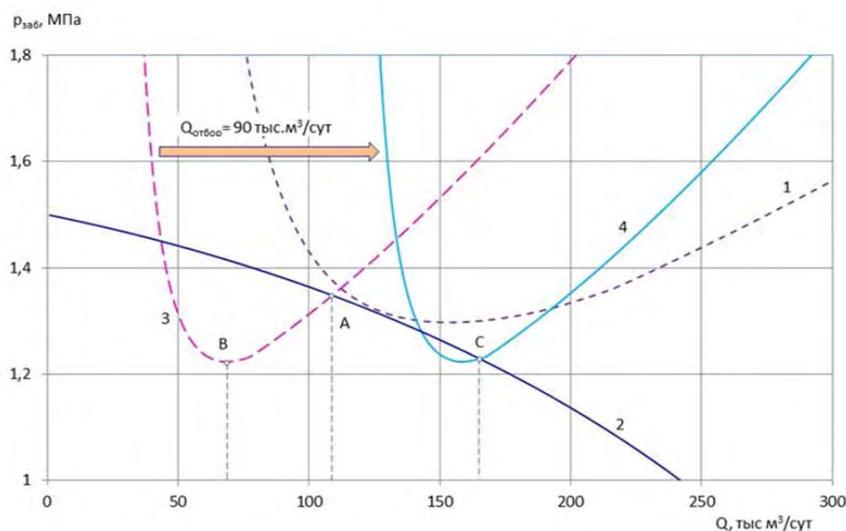


Рисунок 10 - Эксплуатация скважины с уменьшенным диаметром НКТ по технологии КЛ: 1 – кривая отбора по НКТ с $D_y = 168$ мм; 2– кривая притока (характеристика пласта); 3 – кривая отбора по НКТ с $D_y = 114$ мм; 4 – интегральная кривая отбора по НКТ с $D_y = 114$ мм и по МКК.

Этап 2 может продолжаться вплоть до задавливания скважины жидкостью по мере снижения пластового давления до уровня предельного минимального. По мере снижения пластового давления количество газа, отбираемого по МКК, требуется постепенно уменьшать, при этом дебит скважины будет падать, и интегральная кривая отбора 1 будет смещаться влево, что видно из рисунка 11.

В конце этапа 2 эксплуатация скважины без дополнительных затрат энергии станет невозможной. При этом предельная точка работы скважины В соответствует минимальному пластовому давлению и минимальному дебиту.

Этап 3. Как известно, работа газовой скважины на режиме газлифта основана на создании условий в системе пласт-скважина для дополнительного притока газа по МКК. Таким образом, перевод скважины на газлифт потребует подачи по МКК газа на забой с целью обеспечения необходимого для работы лифта дебита отбора газа в НКТ. На рисунке 12 можно видеть динамику при этом характерных зависимостей.

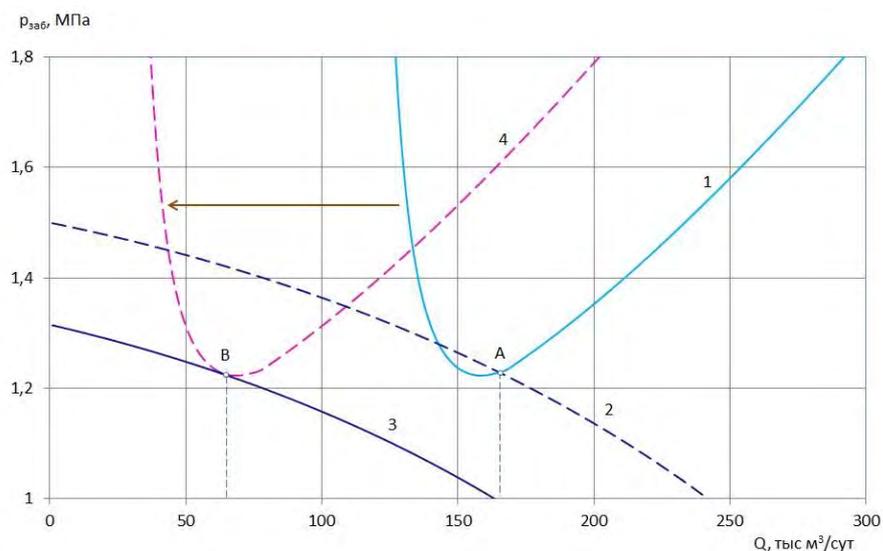


Рисунок 11 - Эксплуатация скважины по КЛ с НКТ диаметром $D_y = 114$ мм: 1 и 2 – кривые отбора и притока в начале периода; 3 и 4 – кривые притока и отбора в конце периода. А и В – режимы в начале и в конце работы КЛ.

Подчеркнем, что этап 3, как и этап 2, позволяет помимо прочего регулировать добычу промысла без остановки отдельных скважин. Естественно, для перевода скважины на газлифт может потребоваться строительство специального шлейфа, по которому газ должен подаваться с выхода ДКС или из другого источника для обеспечения циркуляции в контуре, включающем МКК и НКТ.

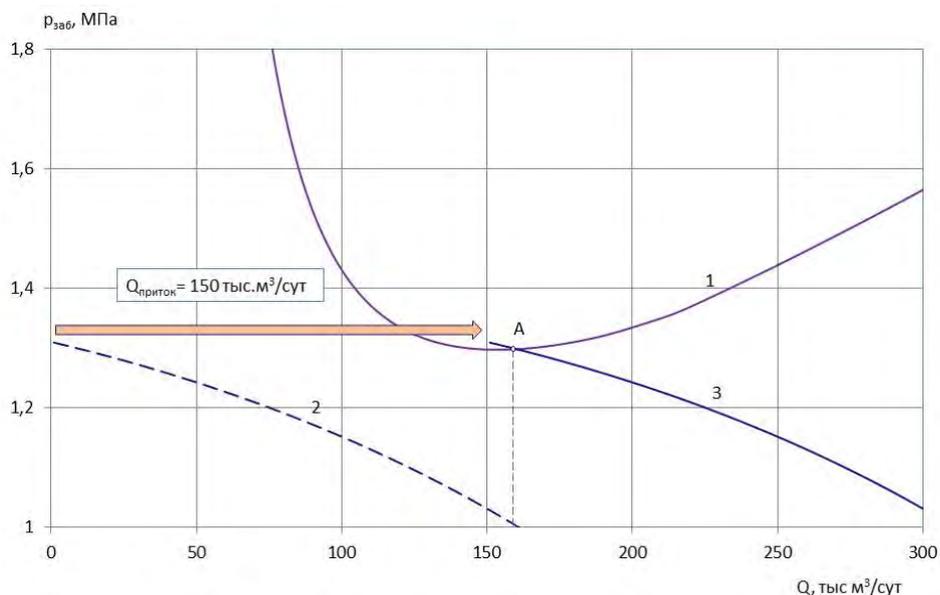


Рисунок 12 - Режим работы скважины в конце периода действия газлифта: 1 – кривая отбора; 2 – кривая притока из пласта; 3 – интегральная кривая притока из пласта и по МКК. А – рабочая точка.

Таким образом, реализация описанной технологии связана с необходимостью дополнительных капитальных и эксплуатационных затрат поэтому, естественно, продолжительность этапов должна определяться помимо прочего с учетом результатов технико-экономических расчетов.

Несмотря на указанные замечания предлагаемый алгоритм смены технологической эксплуатации обводненных скважин обладает несомненным достоинством – разовое изменение конструкции скважины уже на первом этапе оказывается востребованным на этапе 2 (для отбора газа по МКК) или на этапе 3 (для закачки газа по МКК).

Как показывают расчеты, описанная трехэтапная программа представляется привлекательным способом энергосбережения на завершающей стадии разработки, в частности, сеноманских залежей. При этом элементом экономичного подхода к реализации уже первого этапа может быть использование колтюбинговой технологии вместо замены НКТ.

Перечисленные этапы (мероприятия) обеспечивают возможность наиболее полного извлечения газа из пласта при фиксированном значении давления в шлейфе. После исчерпания этой возможности для дальнейшей добычи газа требуется снижение давления на входе в УКПГ, соответственно, повышение мощности ДКС или установление дополнительной ступени сжатия.

Основные выводы по четвертой главе сводятся к следующим положениям.

4.1 Использование разработанных в диссертационной работе новых моделей ГЖП в трубах обеспечивает возможность повышения степени научного обоснования наиболее эффективных режимов эксплуатации обводняющихся скважин.

4.2 Разработана методика расчетов гидродинамических процессов на забое скважины, которая позволяет обосновывать устойчивые режимы эксплуатации обводняющихся скважин с протяженными вскрытыми интервалами, в том числе в условиях неравномерного распределения фазовых проницаемостей во вскрытом интервале.

4.3 Обоснованы ограничения технологического режима работы обводненной скважины по двум определяющим факторам: по минимальному дебиту и максимальному устьевому давлению.

4.4 Разработаны теоретические основы и методология расчетов таких мероприятий по повышению производительности обводняющихся скважин, как оптимизация диаметра лифтовых труб, концентрический лифт и газлифт.

4.5 Обоснован алгоритм энергосберегающего варианта последовательной эксплуатации обводненной газовой скважины в компрессорный период извлечения газа из недр, обеспечивающий максимально полное использование упругого потенциала пластовой системы: сначала путем оптимизации диаметра лифтовой колонны, затем в режиме концентрического лифта, и в завершение в режиме газлифта.

В **пятой главе** с использованием разработанных Новых моделей ГЖП в трубах обоснованы эффективные режимы эксплуатации промышленной инфраструктуры на завершающей стадии разработки (на примере сеноманских залежей), характеризующиеся устойчивостью ГЖП в скважинах и шлейфах и обеспечивающие полный вынос попутной воды при минимальных затратах остаточной упругой энергии пластовой системы. При этом выполнен анализ масштабов как влияния работы отдельных звеньев, так и взаимовлияния звеньев функционирующей цепочки пласт-скважина-шлейф-УКПГ в целом в период падающей добычи на эффективность разработки газовой залежи. Показано, что, например, на дебит скважины и вынос попутной жидкости значительное влияние оказывают ограничения, накладываемые непрочностью пород вскрытого интервала; диаметр и пространственная стереометрия шлейфа; состав продукции; давление на входе в УКПГ и др. факторы.

Благодаря использованию разработанных новых моделей ГЖП в трубах стало реально возможным повышение эффективности эксплуатации наземной промышленной инфраструктуры, тогда как согласно выполненному в предшествующих главах анализу использование существующих моделей в диапазоне актуальных физических параметров функционирования промышленных систем приводят к существенным погрешностям, что и потребовало внесения уточнений.

В данной главе обоснованы следующие технико-технологические решения.

- (1) Стабилизация работы куста скважин путем отключения демонстрирующих неустойчивость и цикличность режима функционирования скважин (как правило, маледебитных, так что отключение незначительно отражается на производительности УКПГ в целом).
- (2) Регулирование дебитов отдельных скважин с поддержанием максимальной производительности куста в целом в условиях возможного разрушения непрочных пород в призабойных зонах.
- (3) Оптимизация работы промысловой инфраструктуры благодаря устранению путем изменения диаметров и углов наклона отдельных участков такого «узкого места», как ухудшение гидродинамической проводимости шлейфа вследствие накопления жидкости.
- (4) С учетом быстрого истощения залежи и упругого потенциала пластовой системы реализация в компрессорный период эксплуатации промысловой инфраструктуры трехэтапной энергосберегающей технологии (а) с оптимизированными диаметрами лифтовых труб скважин, (б) путем перехода к концентрическому лифту, (в) путем перехода к газлифту.

Ниже рассмотрены основные особенности перечисленных решений.

Решение (1)

Рассмотрен вариант, когда к шлейфу подключены три скважины с различной продуктивностью. При этом сам шлейф также характеризуется определенным гидравлическим сопротивлением. В силу низких пластовых и забойных давлений завершающей стадии разработки залежи работа скважин может быть неустойчивой, что на зависимости $Q = P_{укиг}$ будет отражаться «зонами неопределенности». Подобные зоны отмечены на рисунке 13 пунктиром.

Важно, что, поскольку, как правило, при каждом фиксированном давлении на УКПГ в зоне неопределенности будут работать лишь одна или максимум ограниченное количество скважин, это в большинстве случаев облегчает планирование мероприятий по регулированию работы шлейфов путем отключения подобных

скважин, что незначительно влияет на суммарные отборы газа, но позволяет стабилизировать работу промысла.

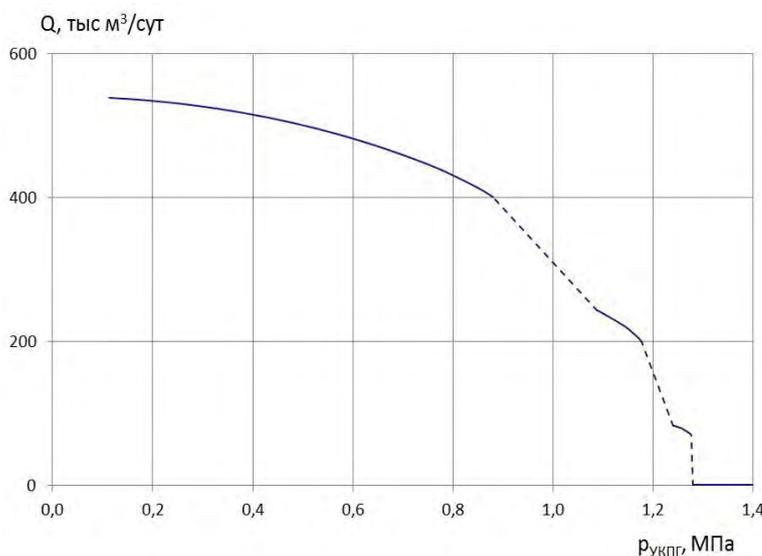


Рисунок 13 – Характеристика продуктивности шлейфа с тремя скважинами.

Решение (2)

На рисунке 14 представлены характеристики продуктивности двух скважин при наличии ограничений по максимальному дебиту: $Q_{1\max}=180$ тыс.м³/сут для первой скважины и $Q_{2\max}=250$ тыс.м³/сут для второй скважины.

Для скважины 1 точка 1 соответствует минимальному дебиту и максимальному давлению P_1 в шлейфе, обеспечивающим устойчивый режим работы скважины, а точка 4 – максимально допустимому дебиту, при котором еще сохраняется целостность пород призабойной зоны. При снижении давления в шлейфе меньше P_4 , соответствующего точке 4, депрессия в скважине 1 превысит допустимое значение, и возникнут условия для разрушения призабойной зоны и появления в выносимом потоке опасных для абразивного износа оборудования песчаных примесей.

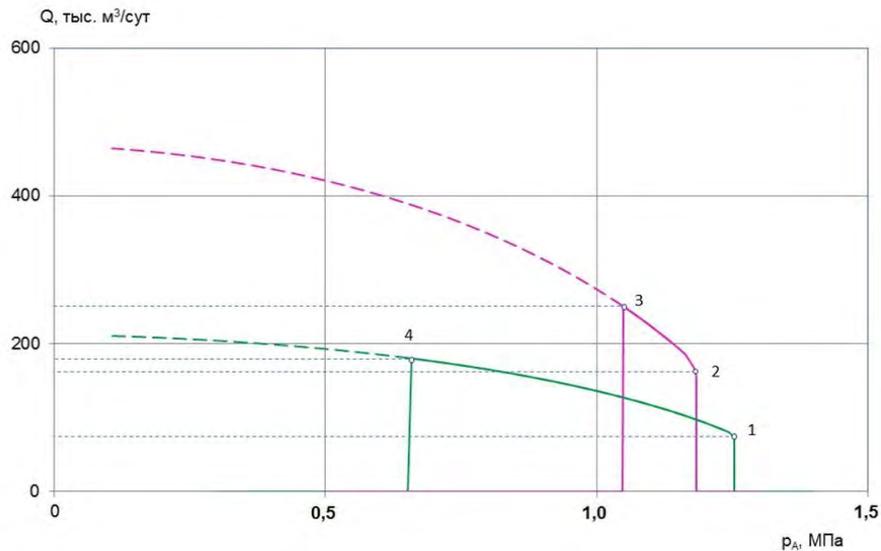


Рисунок 14 – Характеристики двух скважин, подключенных к одному шлейфу, при наличии ограничений на максимальный дебит.

Если на скважинах установить индивидуальные регулирующие устройства, с их помощью можно создавать дополнительные регулируемые потери давления (рисунок 14) и поддерживать как дебит каждой скважины на уровне максимально допустимого, так и суммарные отборы куста. Соответствующая схема приведена на рисунке 15.

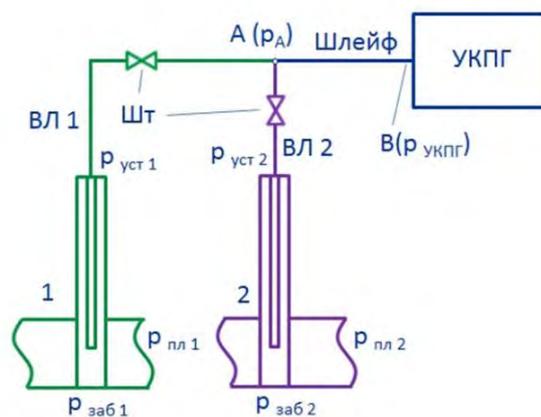


Рисунок 15 – Схема кустового расположения двух скважин с регулируемыми устройствами на выкидных линиях.

Решение (3)

Шлейф может иметь разные сопротивления, но в любом случае их величины влияют на работу куста обводненных скважин. Так, на примере куста с двумя скважинами на рисунке 16 видно, что если давление на УКПГ будет поддерживаться на уровне не ниже 0,8 МПа, необходимость в регулировании работы 1-й скважины такого куста отпадает, поскольку ее дебит не будет превышать максимально допустимого значения.

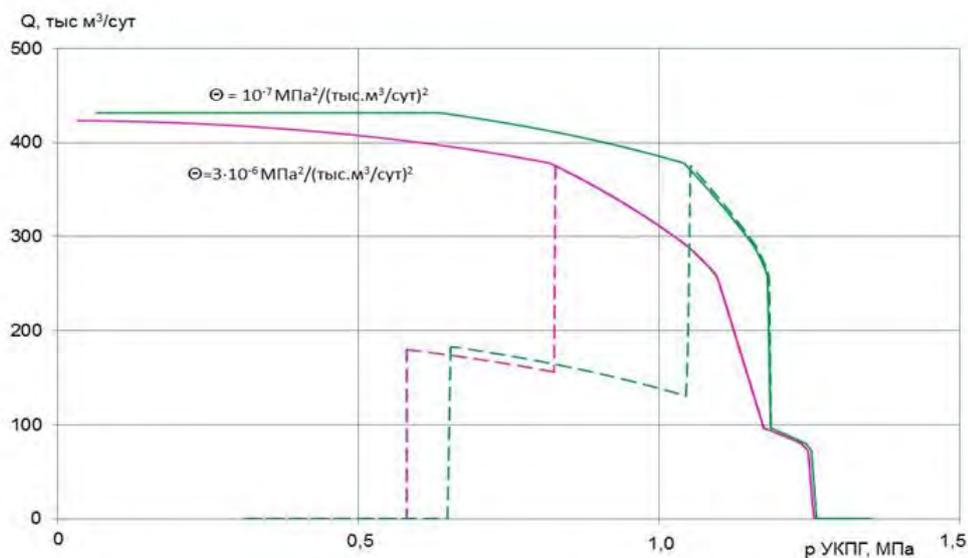


Рисунок 16 – Характеристики продуктивности кустов с шлейфами разного сопротивления при наличии индивидуальных регулирующих устройств на устьях скважин.

В то же время существенно увеличатся диапазоны неопределенности по давлению, и при давлении на УКПГ больше 1,15 МПа возникнут условия для самозадавливания 2-й скважины.

Для поддержания устойчивой работы куста возможен переход к эксплуатации отдельных скважин с оптимизацией (уменьшением) диаметра лифтовой колонны. Хотя дебит скважины при этом понизится, но она будет работать устойчиво. При этом компенсацию снижения дебита возможно производить с помощью концентрического лифта (КЛ).

Решение (4)

На основании рассмотренных при описании решения (3) вариантов автором обоснована целесообразность реализации трехэтапной технологии эксплуатации

промысловой инфраструктуры на завершающей стадии разработки месторождений.

Показано, что в условиях постоянного падения пластовых и забойных давлений представляется рациональным эксплуатировать объект добычи газа последовательно (а) с уменьшенными диаметрами лифтовых труб на скважинах, (б) с использованием концентрического лифта (КЛ), (в) на газлифте. После исчерпания возможностей использования остаточной упругой энергии пластовой системы, естественно, потребуется увеличение мощности дожимной компрессорной станции (ДКС). В главе рассмотрен конкретный пример.

Поскольку весьма важно наиболее экономно использовать остаточный упругий потенциал пластовой системы, автором были рассмотрены возможности контроля затрат природной упругой энергии путем оценки двух удельных критериев в расчете на добычу 1 ст. м³ газа: по возрастанию разницы пластового давления и давления на входе в УКПГ ($\xi(Q) = \frac{p_{\text{укпг0}} - p_{\text{укпг}}}{Q}$, где $p_{\text{укпг0}}$ – давление в конце шлейфа при статическом режиме, и по потребному увеличению мощности дожимной компрессорной станции ($\zeta = \frac{\Delta N_w}{\Delta Q}$), где N_w – мощность ДКС. Пример влияния жидкости на эти показатели, а также на интегральную степень сжатия ДКС $k = p_{\text{вых}}/p_{\text{вх}}$ для условий месторождений Западной Сибири приведен на рисунке 17.

Из рисунка следует, что при пластовом давлении $p_{\text{пл}}=1,0$ МПа для обеспечения устойчивой эксплуатации скважины наличие жидкости требует увеличения суммарной степени сжатия всех ступеней ДКС более, чем на 30%. Данные подобных графиков позволяют, в частности, оценивать конечные КИГ продуктивного пласта, а также могут служить важной дополнительной информацией при принятии решения о способах дальнейшей эксплуатации или консервации промысла. Например, при давлении забрасывания $p_{\text{пл.кон}}=1,0$ МПа в сеноманской залежи месторождения Медвежье величина КИГ составит 91,2%.

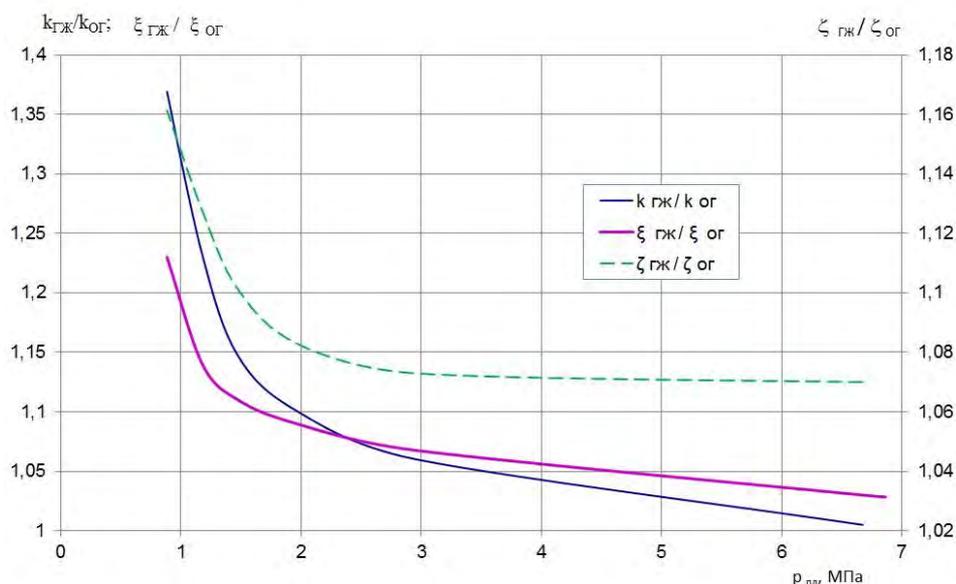


Рисунок 17 – Влияние наличия жидкости в продукции на показатели энергетических затрат на добычу газа.

По пятой главе сформулированы следующие основные выводы:

5.1. Разработана методика гидродинамического расчета работы кустов скважин, позволяющая определять условия повышения эффективности их функционирования путем минимизации негативных последствий их взаимовлияния.

5.2 Предложен новый «энергетический» метод определения оптимальных режимов работы систем «пласт-скважина-шлейф» на поздней стадии разработки газовых месторождений, основанный на использовании результатов комплексного анализа и оптимизации удельных затрат упругой энергии пластового газа и энергии, затрачиваемой на компримирование газа на УКПГ; метод позволяет также оценивать предельные величины КИГ с учетом экономической эффективности продолжительности отбора газа из недр.

5.3 Новые модели и расчетные методики восполняют пробел в научно-методической базе технико-технологического сопровождения разработки газовых залежей. Использование новых моделей и методик будет способствовать дальнейшей интеллектуализации процесса добычи газа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные результаты диссертационной работы можно сформулировать следующим образом.

1. Проведены экспериментальные исследования ГЖП в вертикальных, наклонных и субгоризонтальных трубах диаметрами $0,035 \div 0,153$ м при давлениях $0,1 \div 4,0$ МПа при малых содержаниях жидкости. Результаты экспериментов позволяют усовершенствовать методологию гидродинамического моделирования промысловых систем добычи и сбора газа.

2. Проведенный анализ экспериментальных результатов выявил ряд неизвестных ранее особенностей ГЖП в вертикальных трубах. В частности, установлено, что общие потери являются суммой двух селективных величин: потерь, возникающих вследствие движения газа, и потерь, возникающих вследствие движения жидкости независимо от скорости газа. Подобие восходящих ГЖП определяется приведенным параметром Фруда Fr^* , параметром Вебера We и выявленным в процессе экспериментов новым параметром Бузинова Bi .

3. В области высоких скоростей газа дополнительные потери давления по сравнению с однофазным потоком пропорциональны параметру Бузинова. В области низких скоростей газа истинное объемное содержание жидкости может на несколько порядков превышать расходное содержание. При этом наблюдается ремиссия гравитационной составляющей ГЖС: величина потерь давления в восходящем потоке количественно может быть меньше гравитационной составляющей ГЖС.

4. По результатам экспериментов внесены изменения в методологию исследований и моделирования движения ГЖС в скважинах и шлейфах. В качестве гидродинамической основы методологии предлагается использование эмпирически обоснованной концепции раздельного влияния фаз на формирование потерь давления в стволах скважин и шлейфов. При моделировании ГЖП используется комплекс параметров подобия, включающий приведенный параметр Фруда Fr^* , параметр Вебера We и параметр Бузинова Bi .

5. Разработаны гидродинамические модели ГЖП для оценки потерь давления и определения истинного объемного содержания жидкой фазы в субвертикальных

и субгоризонтальных трубах.

6. Усовершенствованы методики расчета работы обводненных скважин и шлейфов, учитывающие их взаимное влияние.

7. Обоснованы ограничения технологического режима работы обводненной скважины по двум определяющим факторам: по минимальному дебиту и максимальному устьевому давлению.

8. Разработана методика расчетов гидродинамических процессов на забое скважины, которая позволяет обосновывать устойчивые режимы эксплуатации обводняющихся скважин с протяженными вскрытыми интервалами, в том числе в условиях неравномерного распределения фазовых проницаемостей во вскрытом интервале.

9. Разработана методика гидродинамического расчета работы кустов скважин, позволяющая определять условия повышения эффективности их функционирования путем минимизации негативных последствий их взаимовлияния.

10. Разработаны теоретические основы и методология расчетов таких мероприятий по повышению производительности обводняющихся скважин, как оптимизация диаметра лифтовых труб, концентрический лифт и газлифт.

11. Обоснован алгоритм энергосберегающего варианта последовательной эксплуатации обводненной газовой скважины в компрессорный период извлечения газа из недр, обеспечивающий максимально полное использование упругого потенциала пластовой системы: сначала путем оптимизации диаметра лифтовой колонны, затем в режиме концентрического лифта, и в завершение в режиме газлифта.

12. Предложен новый «энергетический» метод определения оптимальных режимов работы систем «пласт-скважина-шлейф» на поздней стадии разработки газовых месторождений, основанный на использовании результатов комплексного анализа и оптимизации удельных затрат упругой энергии пластового газа и энергии, затрачиваемой на компримирование газа на УКПГ. Предложенный метод позволяет также оценивать предельные величины КИГ с учетом экономической эффективности продолжительности отбора газа из недр.

13. Использование разработанных в работе новых моделей ГЖП в трубах создает основу для принятия обоснованных технико-технологических решений по эксплуатации скважин, кустов скважин и шлейфов газовых промыслов с обводненной продукцией, что может обеспечить эффективное функционирование газодобывающего предприятия.

Список работ, опубликованных по теме диссертации

Статьи, опубликованные в ведущих рецензируемых научных журналах и изданиях, рекомендованных ВАК России

- 1) Бузинов, С.Н. Экспериментальные исследования движения двухфазных систем в газовых скважинах / С.Н. Бузинов, С.А. Бородин, В.М. Пищухин, А.Н. Харитонов, **О.В. Николаев** [и др.] // Георесурсы. – 2010. - № 4 (36). – С. 63-66.
- 2) Бузинов, С.Н. Расчет потерь давления в газовых скважинах на поздней стадии разработки месторождений / С.Н. Бузинов, Г.М. Гереш, С.А. Бородин, А.Н. Михайлов, **О.В. Николаев** [и др.] // Газовая промышленность. – 2011. - № 12 (667). – С. 18–21.
- 3) Бузинов, С.Н. Влияние шлейфа на работу обводненной газовой скважины / С.Н. Бузинов, Г.М. Гереш, **О.В. Николаев** [и др.] // Газовая промышленность. - 2013. - № S (696). - С. 87-89.
- 4) Бузинов, С.Н. Методика расчетов технологического режима работы газовых скважин на поздней стадии разработки / С.Н. Бузинов, Г.М. Гереш, **О.В. Николаев** [и др.] // Газовая промышленность. - 2012. - № S (684). - С. 9-11.
- 5) Бузинов, С.Н. К вопросу о выборе газлифтной эксплуатации скважин на поздней стадии разработки газового месторождения / С.Н. Бузинов, Г.М. Гереш, **О.В. Николаев** [и др.] // Территория "Нефтегаз". – 2013. - № 5. - С. 82-85.
- 6) Бузинов, С.Н. Технологии эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений: замена лифтовых труб / С.Н. Бузинов, Г.М. Гереш, **О.В. Николаев** [и др.] // Вестник ЦКР Роснедра, 2012, № 6. - С. 2-7.

- 7) Бузинов, С.Н. Обоснование технологического режима работы газовых скважин на основе современных экспериментальных исследований / С.Н. Бузинов, Г.М. Герещ, **О.В. Николаев** [и др.] // Территория "Нефтегаз". – 2013. - № 4. - С. 40-43.
- 8) Бузинов, С.Н. Параметры подобия в условиях эксплуатации обводненных газовых скважин / С.Н. Бузинов, Г.М. Герещ, **О.В. Николаев** [и др.] // Газовая промышленность, 2014, № 1 (701). - С. 39-43.
- 9) Гужов, К.Н. Влияние жидкости в продукции на технологические параметры эксплуатации горизонтальных скважин / К.Н. Гужов, **О.В. Николаев**, О.В. Бузинова [и др.] // Научно-технический сборник Вести газовой науки. - 2018. - № 1 (33). - С. 87-94.
- 10) Изюмченко, Д.В. Методика подготовки исходных данных свойств флюидов для гидродинамических расчетов скважин газоконденсатных месторождений / Д.В. Изюмченко, О.В. Бузинова, **О.В. Николаев** [и др.] // Научно-технический сборник Вести газовой науки. - 2018. - № 1 (33). - С. 77-86.
- 11) Изюмченко, Д.В. Влияние жидкости на эксплуатацию газовых скважин с протяженным вскрытым интервалом на поздней стадии разработки месторождений / Д.В. Изюмченко, **О.В. Николаев**, И.В. Стоноженко [и др.] // Газовая промышленность. – 2019. - № S1 (782). - С. 80-84.
- 12) Изюмченко, Д.В. Сравнительный анализ результатов экспериментальных исследований вертикальных газожидкостных потоков с расчетами по программе OLGA / Д.В. Изюмченко, И.В. Стоноженко, К.Н. Гужов, В.А. Сулейманов, О.В. Бузинова, **О.В. Николаев** // Научно-технический сборник Вести газовой науки. - 2016. - № 2 (26). – С. 91-95.
- 13) Кирсанов, С.А. Эмпирическая гидродинамическая модель вертикальных газожидкостных потоков в газовых скважинах на поздней стадии разработки месторождений / С.А. Кирсанов, В.Н. Гордеев, **О.В. Николаев** [и др.] // Газовая промышленность. - 2017. - № 4 (751). - С. 50-55.
- 14) Люгай, Д.В. Проблемы прогнозирования показателей разработки морских газонефтеконденсатных месторождений / Д.В. Люгай, М.Н. Мансуров, С.А. Бородин, **О.В. Николаев** // Экспозиция Нефть Газ. - 2017. - № 4 (57). - С. 69-73.

- 15) Меньшиков, С.Н. Критерии стабильной работы промысловых шлейфов с полным выносом жидкости из трубопроводов / С.Н. Меньшиков, В.В. Моисеев, А.Н. Харитонов, С.А. Бородин, **О.В. Николаев** [и др.] // Газовая промышленность. – 2017. - № 12 (761). – С. 20-25.
- 16) Николаев, О.В. Повышение энергоэффективности добычи газа на поздней стадии разработки месторождений / **О.В. Николаев** // Газовая промышленность. – 2019. - № 3 (781). – С. 30-35.
- 17) Николаев, О.В. Влияние жидкости в лифтовых трубах на эксплуатацию скважин месторождений и ПХГ / **О.В. Николаев**, С.А. Бородин, С.А. Шулепин [и др.] // Газовая промышленность. - 2016. - 10 (744). - С. 32-36.
- 18) Николаев, О.В. Влияние условий фильтрации газа на его упругую энергию / **О.В. Николаев**, В.В. Медко // Газовая промышленность. - 2017. - № 8 (756). - С. 48-53.
- 19) Николаев, О.В. Энергетика пласта и релаксационные эффекты при разработке газоконденсатных месторождений / **О.В. Николаев**, О.М. Меженин, В.А. Николаев // Наука и техника в газовой промышленности. - 2011. - №4. - С. 106-110.
- 20) Николаев, О.В. Влияние эффектов релаксации на извлечение углеводородов из пласта при разработке газоконденсатного месторождения / **О.В. Николаев**, В.А. Николаев // Газовая промышленность. - 2011. - № 2 (656). - С. 12-14.
- 21) Николаев, О.В. Методика расчета технологических параметров вертикальных газовых скважин, продукция которых содержит жидкость / Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений / **О.В. Николаев**, В.А. Соколов // Научно-технический сборник Вести газовой науки. - 2016. - № 2 (26). - С. 84-90.
- 22) Николаев, О.В. Использование концентрического лифта при эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений / **О.В. Николаев**, А.Н. Харитонов, С.А. Шулепин [и др.] // Газовая промышленность. – 2015. - № 11 (730). - С. 31-35.
- 23) Николаев, О.В. Оптимизация конструкции и режимов эксплуатации горизонтальных скважин на газоконденсатных месторождениях со сложными геологиче-

скими и климатическими условиями / **О.В. Николаев**, А.Н. Шандрыгин, Р.А. Байбурин [и др.] // Наука и техника в газовой промышленности. – 2021. - № 2 (86). - С. 74-81.

24) Николаев, О.В. Уточнение параметров подобия в условиях эксплуатации газовых скважин с водной фазой различной минерализации / **О.В. Николаев**, С.А. Шулепин, С.А. Бородин [и др.] // Георесурсы. - 2019. - Т.21. - № 3. - С. 68-72.

25) Пятахин, М.В. Гидродинамическая модель газожидкостного потока в скважине для импортозамещения коммерческого программного обеспечения / М.В. Пятахин, **О.В. Николаев**, Ю.М. Пятахина // Территория «Нефтегаз». – 2016. - № 5. - С. 34–43.

26) Рубан, Г.Н. Энергосберегающая эксплуатация скважин на поздней стадии разработки месторождений / Г.Н. Рубан, Д.В. Изюмченко, С.А. Бородин, **О.В. Николаев** // Газовая промышленность. - 2015. - № 5 (722). - С. 24-28.

27) Соколов, В.А. Полуэмпирическая модель для расчета потерь давления в стволе вертикальной газовой скважины, работающей с выносом воды / В.А. Соколов, **О.В. Николаев**, И.В. Стоноженко [и др.] // Научно-технический сборник Вести газовой науки. - 2018. - № 1 (33). - С. 151-158.

28) Федулов, Д.М. Изменение свойств нестабильного углеводородного конденсата при движении флюида газоконденсатных месторождений в системе «пласт – скважина - шлейф» / Д.М. Федулов, В.А. Истомин, **О.В. Николаев** [и др.] // Научно-технический сборник Вести газовой науки. - 2017. - № 2 (30). - С. 132-138.

29) Шулепин, С.А. Экспериментальные исследования влияния плотности жидкости на характеристики газожидкостных потоков в вертикальных трубах / С.А. Шулепин, **О.В. Николаев**, С.О. Оводов [и др.] // Научно-технический сборник Вести газовой науки. - 2016. - № 2 (26). - С. 96-100.

Патенты РФ на изобретения

30) Патент № 2558570 Российская Федерация. Способ проведения исследований газожидкостного потока / **О.В. Николаев**, Д.В. Изюмченко, С.А. Бородин [и др.]; патентообладатель ООО «Газпром ВНИИГАЗ». - № 2014123101; заявл. 06.06.2014; - Зарегистрировано в Гос. Реестре изобретений РФ 06.07.2015.

31) Патент № 2571473 Российская Федерация. Устройство для проведения исследований газожидкостного потока / **О.В. Николаев**, Д.В. Изюмченко, С.А. Бородин [и др.]; патентообладатель ООО «Газпром ВНИИГАЗ». - № 2014123096; заявл. 06.06.2014. - Зарегистрировано в Гос. Реестре изобретений РФ 24.11.2015.

32) Патент № 157904 Российская Федерация. Фильтр скважинный самоочищающийся регенерируемый / С.А. Бородин, Ю.Н. Васильев, **О.В. Николаев**; патентообладатель ООО «Газпром ВНИИГАЗ». - № 2015111610; заявл. 31.03.2015. - Зарегистрировано в Гос. Реестре полезных моделей РФ 24.11.2015.

33) Патент № 2641337 Российская Федерация. Стенд для моделирования процессов течения наклонно-направленных газожидкостных потоков / Д.В. Люгай, С.А. Бородин, Ю.Н. Васильев, **О.В. Николаев**; патентообладатель ООО «Газпром ВНИИГАЗ». - № 2017103712; заявл. 03.02.2017. - Зарегистрировано в Гос. Реестре изобретений РФ 21.11.2017.

Статьи в сборниках научных трудов других изданиях

34) Гереш, Г.М. Особенности формирования технологического режима куста скважин на завершающей стадии разработки месторождений / Г.М. Гереш, **О.В. Николаев**, С.А. Шулепин [и др.] // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2013. - № 4 (15). - С. 53-61.

35) Изюмченко, Д.В. Газожидкостные потоки в вертикальных трубах: парадоксы гидродинамики // Д.В. Изюмченко, **О.В. Николаев**, С.А. Шулепин // Научно-технический сборник Вести газовой науки. - 2013. - № 4 (15). – С. 36-45.

36) Николаев, О.В. Экспериментальное изучение содержания жидкой фазы в лифтовых трубах в условиях эксплуатации скважин на поздней стадии разработки газовых месторождений / **О.В. Николаев**, С.А. Бородин, В.М. Пищухин [и др.] // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2014. - № 4 (20). – С. 89-96.

37) Николаев, О.В. Экспериментальное изучение подобия вертикальных газожидкостных потоков в условиях эксплуатации обводненных газовых скважин / **О.В. Николаев**, С.А. Бородин, С.А. Шулепин С.А // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2013. - № 4 (15). – С. 76-83.

- 38) Николаев, О.В. Оптимизация диаметра лифтовых труб на поздней стадии разработки газовых месторождений / **О.В. Николаев**, Г.М. Герещ, А.Н. Харитонов [и др.] // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2014. - № 4 (20). – С. 81-88.
- 39) Николаев, О.В. Влияние глубины спуска лифтовых труб на работу обводненной газовой скважины / **О.В. Николаев**, С.А. Шулепин // Научно-технический сборник Вести газовой науки. - 2013. - № 4 (15). - С. 46-52.

Подписано в печать « » 2022 г.

Заказ №

Тираж 100 экз.

1 уч. – изд.л, ф-т 60x84/16

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по адресу:
142717, Московская область, Ленинский городской округ,
посёлок Развилка, Проектируемый проезд № 5537,
здание 15, строение 1, ООО «Газпром «ВНИИГАЗ»