



**На правах рукописи**

**Скоробогач Михаил Александрович**

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ УПРАВЛЕНИЯ СИСТЕМОЙ  
ДОБЫЧИ ГАЗА НА ОСНОВЕ РАЦИОНАЛЬНОГО  
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЛАСТОВОЙ ЭНЕРГИИ**

Специальность: 25.00.17 - Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание учёной степени  
кандидата технических наук

**Москва - 2012**

Работа выполнена в ООО «Газпром добыча Надым» и Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Российский государственный университет нефти и газа имени И.М.Губкина».

**Научный руководитель** – доктор технических наук, профессор  
Ермолаев Александр Иосифович

**Официальные оппоненты** – доктор технических наук, профессор,  
главный научный сотрудник  
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»  
Васильев Юрий Николаевич

доктор технических наук,  
заведующий лабораторией  
газонефтеконденсатоотдачи ИПНГ РАН  
Закиров Эрнест Сумбатович

**Ведущая организация** – ООО «ТюменНИИгипрогаз»

Защита диссертации состоится «19» декабря 2012 г. в 15 часов 00 минут на заседании диссертационного совета Д **002.076.01**, созданного при Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН), по адресу: 119333, г.Москва, ул. Губкина. д. 3. Адрес сайта: <http://www.ipng.ru>.

С диссертацией можно ознакомиться в диссертационном совете Федерального государственного бюджетного учреждения науки Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН).

Автореферат разослан «16» ноября 2012 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета,  
кандидат технических наук



М.Н. Баганова

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### **Актуальность работы.**

Эффективность эксплуатации залежей углеводородов во многом определяется надежностью прогнозирования технико-экономических показателей их разработки. Большинство уникальных по запасам газовых месторождений севера Западной Сибири значительно истощены и находятся на завершающей стадии разработки, характеризующейся увеличением непроизводительных потерь пластовой энергии во всех элементах системы добычи газа. Они связаны с образованием песчано-глинистых и жидкостных пробок на забоях скважин, гидратно-ледяных и жидкостных пробок в газосборных коллекторах, ограничением скоростей газового потока на устьях скважин штуцерирующими устройствами и другими факторами.

В ОАО «Газпром» реализуется балансовый метод планирования объемов добычи газа, что позволяет инвестировать в добычу и транспортировку средства для выполнения уже подписанных контрактов с учетом потребностей рынка природного газа.

Отсутствие утвержденной методики для распределения отборов газа между скважинами и газовыми промыслами препятствует созданию условий для наиболее эффективного дренирования залежей по площади и разрезу.

В настоящее время не уделено должного внимания вопросу взаимовлияния элементов сложной геолого-технологической системы «пласт – скважины – газосборная сеть (ГСС) – дожимная компрессорная станция (ДКС) – установка комплексной подготовки газа (УКПГ) – межпромысловый коллектор (МПК) – головная компрессорная станция (ГКС)». Следствием этого является нерациональное проведение реконструкции промысловых систем в условиях активного обводнения скважин. В большинстве случаев обустройство ряда крупных залежей не предусматривает оснащение скважин средствами телеметрии и телемеханики, что значительно затрудняет контроль и управление процессом добычи газа.

В таких условиях становится необходимой разработка комплекса моделей и алгоритмов оптимизации управления элементами системы добычи газа на крупных месторождениях природного газа применительно к условиям завершающей стадии разработки.

**Цель работы.** Повышение эффективности управления системой добычи газа на основе рационального использования пластовой энергии на завершающей стадии разработки крупных месторождений природного газа.

### **Основные задачи исследований.**

1. Анализ причин возникновения осложнений при работе системы добычи газа месторождения Медвежье.
2. Анализ условий и причин возникновения непроизводительных потерь пластовой энергии.
3. Обоснование применения критерия оптимальности режимов работы системы добычи газа, заключающегося в минимизации потерь пластовой энергии от пласта до входа ДКС на завершающей стадии разработки газового месторождения.
4. Разработка комплекса моделей и алгоритмов оптимизации управления элементами системы добычи газа на завершающей стадии разработки крупного месторождения на основе комплексного моделирования процессов в геолого-технологической цепочке «продуктивный пласт – ГКС».
5. Разработка мероприятий, направленных на повышение эффективности работы газопромысловых систем.

### **Методы исследования.**

При выполнении работы автором использованы методы системного анализа, теория гидродинамики газожидкостных смесей в трубопроводах, методы математического моделирования, теория разработки газовых залежей, методы оптимизации и их программная реализация, статистическая обработка данных эксплуатации газопромысловых объектов.

### **Научная новизна.**

1. На основе комплексного моделирования процессов в геолого-технологической цепочке «продуктивный пласт – скважина – устьевой штуцер – ГСС – ДКС – УКПГ – МПК – ГКС» разработан комплекс моделей и алгоритмов оптимизации управления элементами системы добычи газа, реализация которого позволяет сократить потери пластовой энергии за счет их снижения в устьевых штуцерах и увеличения давления на приеме промысловых ДКС.
2. На основе анализа фактической геолого-промысловой информации и моделирования системы добычи газа разработана методика выбора рационального диаметра газосборного коллектора, предусматривающая расчет параметров системы «продуктивный пласт – скважина – устьевой штуцер – ГСС – ДКС» с учетом требований к выносу жидкости из трубопровода.

3. Разработан способ предотвращения пробкообразования в ГСС, предусматривающий строительство и эксплуатацию двух параллельных трубопроводов от скважины (куста скважин) к УКПГ.

#### **Защищаемые положения.**

1. Комплекс моделей и алгоритмов оптимизации управления элементами системы добычи газа, заключающиеся в адресном сокращении потерь пластовой энергии в устьевых штуцерах и увеличении давления на приеме промысловых ДКС.
2. Методика выбора рационального диаметра газосборного коллектора, позволяющая на основе анализа фактической геолого-промысловой информации и моделирования системы «продуктивный пласт – скважина – устьевой штуцер – ГСС – ДКС» вычислить оптимальный диаметр газопровода с точки реализации максимально-допустимого дебита газа и отсутствия образования жидкостных пробок в полости трубопровода.
3. Способ предотвращения пробкообразования в ГСС, заключающийся в строительстве и эксплуатации двух параллельных трубопроводов от скважины (куста скважин) к УКПГ, позволяющий сократить затраты пластовой энергии и безвозвратные потери газа.

#### **Практическая ценность полученных результатов и реализация работы.**

Результаты, полученные в ходе выполнения диссертационной работы, используются в производстве при обосновании технологического режима работы скважин месторождений Медвежье, Юбилейное, Ямсовейское и реконструкции газосборных сетей месторождения Медвежье, адресной замене угловых штуцеров в фонтанной арматуре скважин месторождения Медвежье для снижения потерь давления в газопромысловых системах. Разработанная модель системы добычи газа использована ООО «ТюменНИИгипрогаз» для прогноза показателей разработки сеноманской залежи месторождения Медвежье на 2011-2030 гг.

Методика выбора рационального диаметра газосборного коллектора применима при проектировании обустройства других газовых и газоконденсатных залежей. Предложенный способ предотвращения пробкообразования в ГСС может быть применен при реализации реконструкции существующих систем сбора газа, а также строительстве внутрипромысловых газопроводов на вновь вводимых месторождениях природного газа. Предлагаемые методики адаптации моделей компонентов

системы добычи газа могут быть использованы для уточнения моделей других месторождений, скважины которых не оборудованы средствами телеметрии.

**Личный вклад** автора состоит в анализе фактической геолого-промысловой информации, выявлении осложнений при эксплуатации скважин и газосборных сетей, построении и адаптации модели системы добычи газа месторождения Медвежье, постановке и проведении вычислительных экспериментов, обобщении результатов исследований, разработке комплекса моделей и алгоритмов оптимизации управления элементами системы добычи газа, методики выбора рационального диаметра газосборного коллектора и способа предотвращения пробкообразования в ГСС.

#### **Апробация работы.**

Основные результаты диссертационной работы докладывались на следующих научно-практических конференциях:

1. II научно-практическая конференция, посвященная 45-летию ОАО «СевКавНИПИГаз» «Газовой отрасли – энергию молодых ученых», октябрь 2007 года, г. Ставрополь;
2. XV Всероссийская конференция по проблемам газовой промышленности «Новые технологии в газовой промышленности», РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, сентябрь 2007 года, г. Москва;
3. IV научно-практическая конференция молодых специалистов газовой промышленности «Творческая и инновационная активность молодых специалистов – важный ресурс развития газовой промышленности», ЗАО «Ямалгазинвест», апрель 2008 года, г. Москва;
4. XV конференция молодых ученых и специалистов «Проблемы развития газовой промышленности Западной Сибири», ООО «ТюменНИИгипрогаз», май 2008 года, г. Тюмень;
5. Конференция молодых ученых и специалистов «Поиск и внедрение новых технологий по решению проблем добычи и переработки газа и нефти на заключительной стадии разработки месторождений», ООО «Газпром добыча Оренбург», сентябрь 2008 года, г. Оренбург;
6. V научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов ООО «Газпром добыча Надым», март 2009 года, г. Надым;
7. XVI конференция молодых ученых и специалистов «Проблемы развития газовой промышленности Западной Сибири», ООО «ТюменНИИгипрогаз», май 2010 года, г. Тюмень;
8. VI научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов ООО «Газпром добыча Надым», апрель 2011 года, г. Надым;

9. IX Всероссийская конференция молодых ученых, специалистов и студентов по проблемам газовой промышленности России, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, октябрь 2011 года, г. Москва.

**Публикации.** По теме диссертационной работы опубликованы 6 печатных работ, в том числе 3 работы в изданиях, рекомендованных ВАК для публикации результатов диссертаций на соискание ученых степеней.

**Структура и объем работы.** Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы из 83 наименований. Общий объем работы составляет 119 печатных страниц. Текст работы содержит 40 рисунков и 20 таблиц.

Автор выражает особую благодарность научному руководителю д.т.н. профессору А.И. Ермолаеву за выбор направления исследований, ценные советы и предложения в ходе работы. Искренняя признательность и благодарность д.т.н. профессору Н.Н. Андреевой, к.т.н. Ю.А. Архипову, д.г.-м.н. С.А. Варягову, В.Ю. Глазунову, д.т.н. К.М. Давлетову, к.т.н. К.Л. Каприелову, С.С. Кильдиярову, д.г.-м.н. А.Н. Лапердину, Н.А. Лукояновой, д.т.н. В.Н. Маслову, д.х.н. профессору В.Б. Мельникову, к.э.н. С.Н. Меньшикову, к.т.н. И.С. Морозову, д.г.-м.н. Г.И. Облекову, к.т.н. Г.К. Смолу, к.т.н. доценту А.Н. Тимашеву, к.ф.-м.н. А.Н. Харитонову и своим коллегам по коллективу службы разработки месторождений и геолого-разведочных работ Инженерно-технического центра ООО «Газпром добыча Надым» за оказанную помощь при выполнении работы, а также сотрудникам ИПНГ РАН за ценные замечания, высказанные при рассмотрении работы.

#### КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** обоснована актуальность темы исследований, определена цель работы, поставлены задачи исследований, сформулированы защищаемые положения, дана научная новизна и практическая ценность полученных результатов работы.

**В первой главе** выполнен обзор и анализ предшествующих работ, посвященных управлению процессами добычи газа и разработкой месторождений углеводородов. Управлению системой добычи газа посвящены работы А.И. Гриценко, О.М. Ермилова, А.И. Ермолаева, К.Л. Каприелова, Е.М. Нанивского, И.С. Немировского, И.Г. Тетерева, Д.В. Толмачева, В.Н. Чикало, Н.Л. Шешукова. Исследованиями в области регулирования процесса разработки залежей углеводородов занимались К.С. Басниев, А.И. Варламов, С.Н. Закиров, Г.А. Зотов, Ю.П. Коротаев, М.Л. Сургучев. Определению

оптимальных технологических показателей посвящены работы О.Ф. Андреева, Е.Г. Ксёنز, К.К. Мамиева и других исследователей. Среди зарубежных трудов, посвященных указанной тематике, можно выделить работы Гилберта (Gilbert, W.E.) и Брилла (Brill, J.P.). Предшествующие работы не в полной мере охватывают проблему управления системой добычи газа на завершающей стадии разработки газового месторождения.

**Во второй главе** выполнен анализ осложнений при эксплуатации системы добычи газа месторождения Медвежье.

Одна из проблем эксплуатации скважин – скопление жидкостных пробок на забоях. По состоянию на 1 августа 2011 г. 30 % скважин работали в условиях накопления жидкостной пробки в стволе. Большая часть скважин данной категории (90 %) оборудована НКТ с внутренним диаметром 153 мм. Анализ параметров работы скважин, работающих в режиме накопления жидкостной пробки позволил установить, что значительная их часть не реализует свой добычный потенциал. Это подтверждается наличием перепада давления между буфером скважины и шлейфом при не полностью открытом штуцере. На рисунке 1 показано распределение фонда самозадавливающихся скважин по перепаду давления между устьем и шлейфом. Причиной ограничения расхода является проявление геолого-технологических осложнений при эксплуатации скважин.

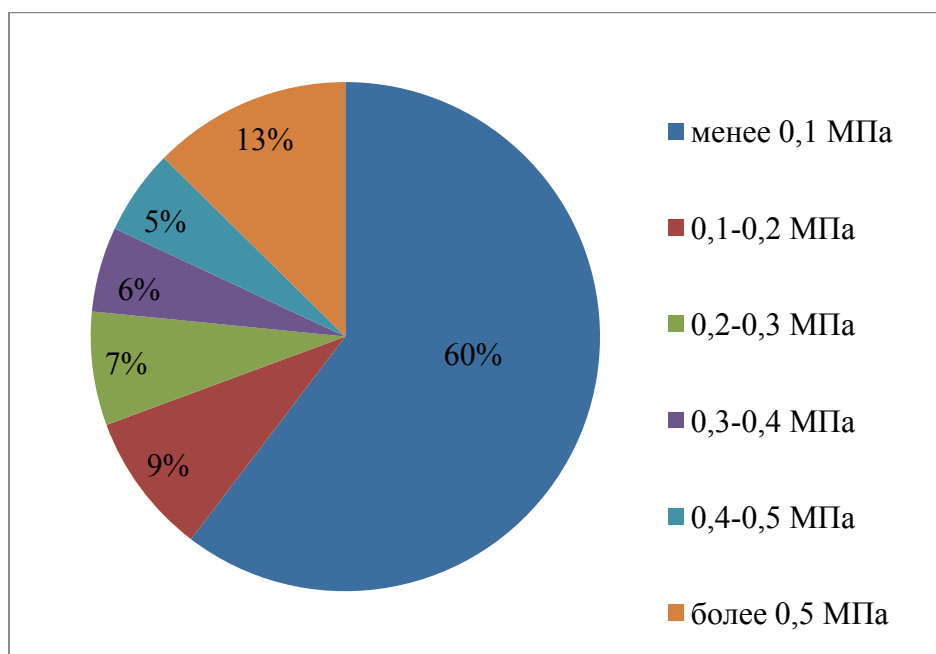


Рисунок 1 - Распределение скважин, работающих в режиме накопления жидкостной пробки в стволе, по величине перепада давления на устье



Факторы, вынуждающие ограничивать дебит скважин: вынос механических примесей, приток подошвенной воды к забою, максимально допустимая депрессия, наличие устьевого штуцера с малым проходным сечением.

На рисунке 2 приведены рабочие параметры скважины с одним из наибольших перепадов давления в устьевом штуцере, обусловленном выносом механических примесей. Очевидно, что в случае отсутствия механических примесей в потоке продукции скважины её дебит мог составить около 275 тыс. м<sup>3</sup>/сут. при текущем давлении в системе сбора продукции, превысивший фактический текущий дебит в 4,5 раза. Отсутствие ограничения расхода позволит части самоподавливающихся скважин работать без накопления жидкостных пробок, но приведет к их преждевременному обводнению подошвенной водой, накоплению песчано-глинистой пробки и абразивному разрушению устьевого и наземного оборудования. Устранение геолого-технологических осложнений позволит увеличить дебит большинства самоподавливающихся скважин.

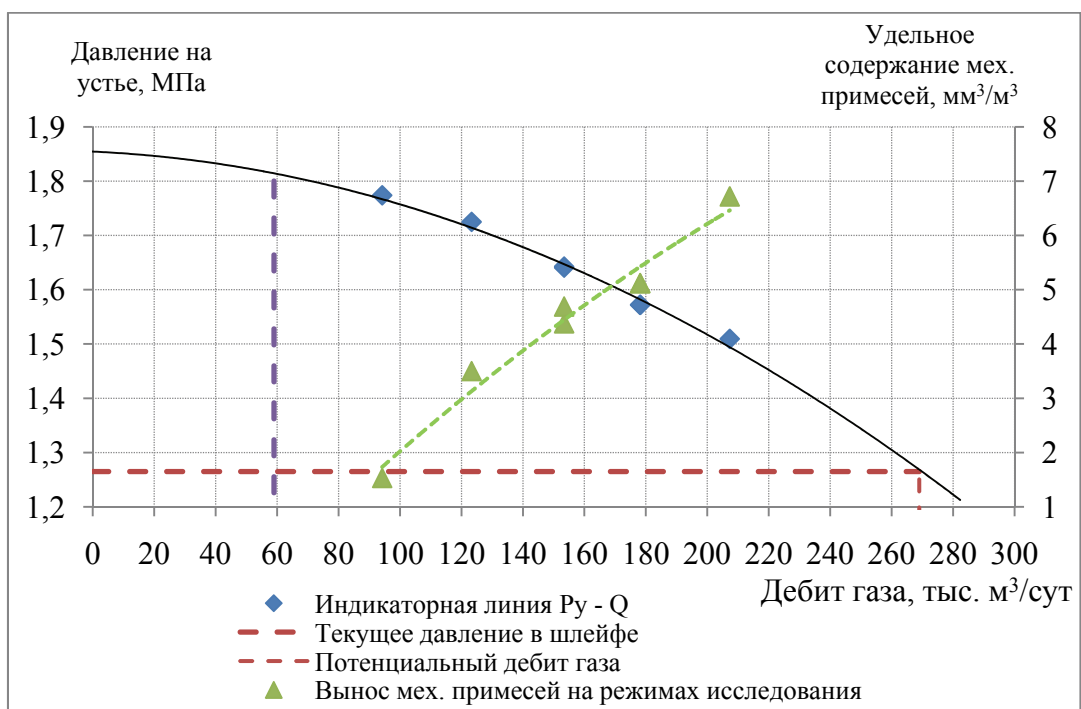


Рисунок 2 – Зависимость устьевого давления от расхода газа и параметры работы самоподавливающейся скважины.

По результатам газодинамических исследований скважин (ГДИС), проведенных в 2011 году, в 25 % (76 скважин) действующего фонда скважин

при работе с расходами близкими к минимально-необходимым для выноса жидкости из ствола (МНД) зафиксировано повышенное удельное содержание механических примесей в потоке. Это свидетельствует о нарушении условий нормальной эксплуатации скважины, при котором обеспечивается вынос жидкости из ствола и отсутствуют разрушения призабойной зоны пласта. По результатам ГДИС 2006-2011 гг. наблюдается увеличение количества таких скважин: 2006 г. – 10 %; 2007 г. – 13 %, 2008 г. – 15 %, 2009 – 20 %, 2010 – 21 %, 2011 - 25 %. Наиболее сложно назначить технологический режим работы по этой категории скважин, поскольку необходимо сделать выбор: либо осознанно «вести скважину» в режим самозадавливания, либо эксплуатировать при повышенном содержании песка в продукции. Допустимая депрессия на пласт в зависимости от степени обводнения пласта проектом разработки сеноманской залежи Медвежьего месторождения рекомендована на уровне 0,25-0,4 МПа. Зачастую для достижения расходов газа, обеспечивающих вынос всей жидкости из ствола, необходима эксплуатация скважины с депрессией более 0,4 МПа. Обводнение скважин МНГКМ подошвенной водой не приобрело массовый характер. 13 % действующего фонда работают в условиях притока подошвенной воды к забою.

30 % действующих скважин оборудованы фонтанной арматурой производства Бакинского завода. Угловой штуцер данной арматуры имеет диаметр проходного сечения седла 32 и 38 мм (максимальное открытие), поэтому скважины, оборудованные указанной фонтанной арматурой, не имеют возможности реализовать добычный потенциал даже при отсутствии геолого-технологических осложнений. Вследствие значительных потерь давления в устьевой обвязке возникает необходимость существенного снижения давления на приеме ДКС для обеспечения увеличения добычи по этим скважинам.

Структура средних затрат пластовой энергии в геолого-технологической цепочке «пласт – скважина – устьевой штуцер – ГСС – УКПГ» приведена на рисунке 3. Потери пластовой энергии в устьевых штуцерах сопоставимы с потерями в продуктивном пласте и стволе скважины.

Последствия водопескопроявлений в скважинах – осложнения при эксплуатации газосборной системы месторождения, заключающиеся в скоплении жидкостных и песчаных пробок в шлейфах. Скопление пробок воды увеличивает гидравлические сопротивления движению газового потока, а в зимний период способствует образованию ледяных пробок на участках с нарушением теплоизоляции. Для предотвращения образования жидкостных

пробок в системе сбора продукции производится продувки шлейфов в атмосферу и пропуски очистных поршней.

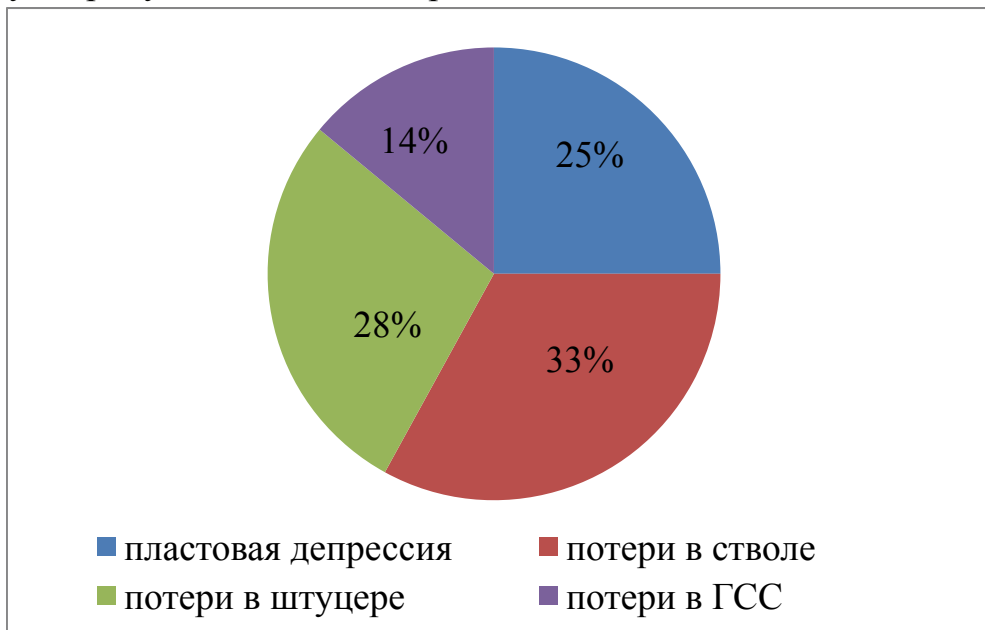


Рисунок 3 - Структура средних затрат пластовой энергии

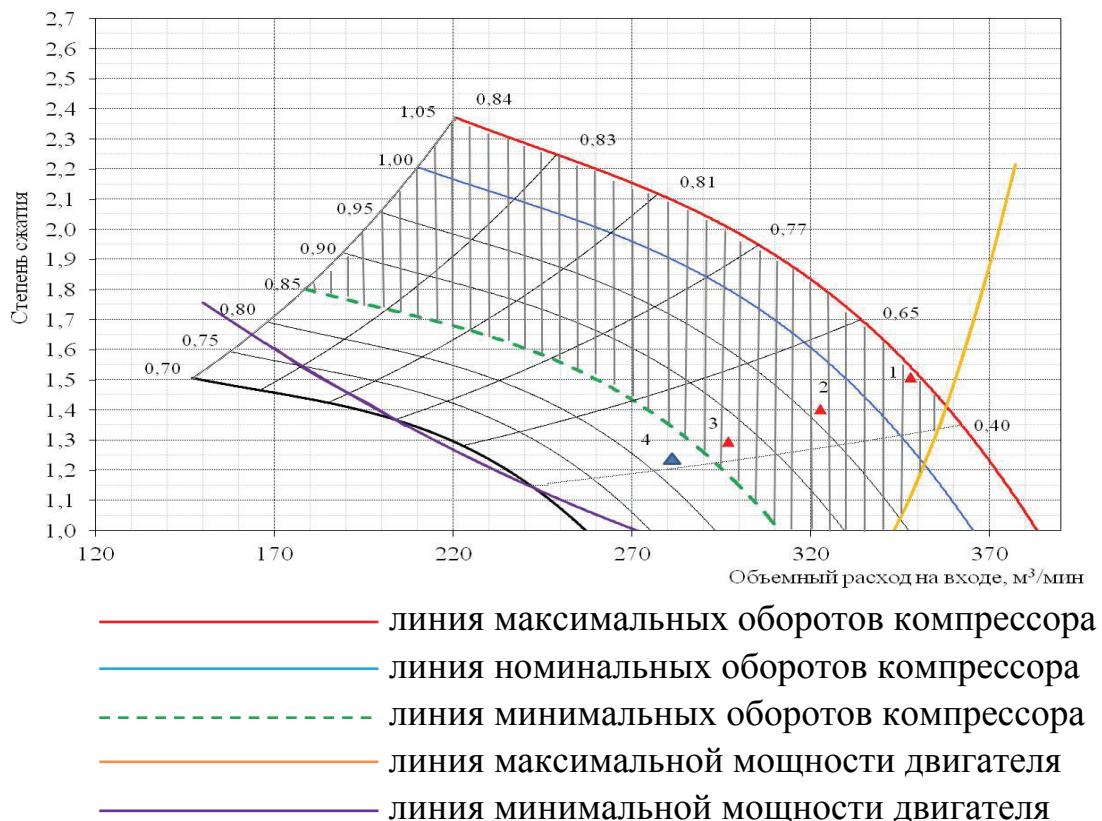


Рисунок 4 – Газодинамическая характеристика нагнетателя с ограничениями по оборотам и мощности двигателя ДКС МНГКМ

Технологические ограничения работы газоперекачивающих агрегатов ДКС (рис. 4): минимальные и максимальные обороты, минимальная и максимальная мощность двигателя, минимальный расход газа через нагнетатель. Рабочая зона выделена штриховкой.

**В третьей главе** представлены результаты разработки математической модели системы добычи газа месторождения Медвежье, комплекса моделей и алгоритмов оптимизации управления элементами системы добычи газа и результаты выполненных вычислительных экспериментов.

В качестве математической модели геолого-технологической системы «пласт – центральная ДКС» месторождения Медвежье используются системы уравнений, решение которых реализовано в программном комплексе (ПК) «Pipesim» компании «Schlumberger». Она объединяет все элементы геолого-технологической цепочки от пласта до головной компрессорной станции. Поскольку скважины не оборудованы средствами телеметрии, адаптация модели чрезвычайно затруднена. Прямой замер расхода газа осуществляется только при проведении ГДИС и адресном замере рабочего дебита, поэтому эти данные и лежат в основе методик адаптации модели.

Методика адаптации модели газосборного коллектора, основанная на вычислении коэффициента, учитывающего дополнительные сопротивления движению газового потока вследствие скопления жидкостных пробок и отложения механических примесей (Кдс), реализуется по следующему алгоритму:

- 1) замер давлений в начале и конце шлейфа;
- 2) расчет по формуле трубной газодинамики теоретического расхода газа, транспортируемого по шлейфу ( $Q_{\text{теор}}$ );
- 3) перевод скважины в работу в атмосферу через диафрагменный измеритель критического течения газа;
- 4) регулировка параметров работы скважины угловым штуцером до установки на устье скважины давления равного устьевому при ее работе в ГСС (замер фактического рабочего дебита скважины -  $Q_{\text{факт}}$ );
- 5) расчет Кдс:

$$K_{дс} = \left( \frac{Q_{\text{теор}}}{Q_{\text{факт}}} \right)^2 \quad (1)$$

Результаты адаптации по изложенной методике моделей некоторых шлейфов представлены в таблице 1. В программном комплексе «Pipesim»

существует возможность подстановки полученных эмпирических коэффициентов в стандартные уравнения, заложенные в указанный программный комплекс. Эта процедура позволяет повысить точность расчетов и качество прогнозирования параметров системы. Накопленная статистика по динамике Кдс позволит решить обратную прикладную задачу – расчет реального расхода газа, транспортируемого по шлейфу, что чрезвычайно актуально в связи с отсутствием средств телеметрии. Для шлейфа скважины № 616 при расходе газа 133 тыс. м<sup>3</sup>/сут. при условии сохранения нормального состояния внутренней поверхности трубопровода потери давления должны были составить 0,006 МПа - меньше в 10 раз. Сбор информации для адаптации модели компрессора осуществляется при эксплуатации ДКС.

Таблица 1– Результаты расчета Кдс для шлейфов МНГКМ

№ пп	№ скв.	Длина шлейфа, м	Диаметр шлейфа, мм	Давление в начале шлейфа, МПа	Давление в конце шлейфа, МПа	Теоретический дебит, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Фактический дебит, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Кдс
1	417	2209	249	1,243	1,233	230	101	5,19
2	417	2209	249	1,243	1,233	230	91	6,39
3	417	2209	249	1,243	1,233	230	87	6,99
4	616	2790	249	0,927	0,863	441	133	10,99
5	616	2790	249	0,884	0,833	384	126	9,29
6	809	1652	249	1,155	1,14	315	118	7,13
7	809	1652	249	1,161	1,15	269	108	6,20
8	809	1652	249	1,143	1,13	291	100	8,47
9	821	1696	249	1,155	1,11	543	114	22,69
10	821	1696	249	1,108	1,08	419	91	21,20
11	821	1696	249	1,119	1,09	429	82	27,37

Поскольку величина отборов газа из залежи кроме геолого-технологических факторов еще зависит и от спроса на газ, в качестве критерия оптимизации системы добычи газа при выполнении задания по добыче предлагается минимизация потерь давления в геолого-технологической цепочке «пласт – скважина – устьевой штуцер – ГСС – ДКС».

Введенный критерий равносителен максимизации давления на входе в УКПГ (давления на приеме промысловых ДКС) по вектору X, компонентами которого являются переменные, определяющие режимы эксплуатации скважин. Такой критерий позволяет минимизировать дополнительные затраты энергии и,

соответственно, финансовые затраты, связанные с дальнейшим транспортом газа.

Если через  $P$  обозначить давление на входе в УКПГ (ДКС), через  $Q$  – заданную суммарную производительность всех  $n$  скважин, подключенных к УКПГ,  $q_i(P, X)$  – зависимость дебита  $i$ -й скважины от переменных  $P$  и  $X$ ,  $q_{i,\min}(P, X)$  и  $q_{i,\max}(P, X)$  – соответственно, зависимости минимально и максимально допустимых дебитов  $i$ -й скважины, то в общем виде задача рационального распределения отборов газа по скважинам, подключенным к одной УКПГ, может быть представлена следующими соотношениями:

$$\begin{aligned} & P \rightarrow \max \\ & \sum_{i=1}^n q_i(P, X) \geq Q \quad (2) \\ & q_{i,\min}(P, X) \leq q_i(P, X) \leq q_{i,\max}(P, X) \end{aligned}$$

Максимально допустимый дебит (МДД) газа определяется тремя факторами:

- 1) удельное содержание механических примесей в потоке скважинной продукции не более  $2 \text{ мм}^3/\text{м}^3$ ;
- 2) удельное содержание пластовой воды в потоке скважинной продукции не более  $400 \text{ мм}^3/\text{м}^3$ ;
- 3) максимальная депрессия на пласт  $0,4 \text{ МПа}$ .

В качестве максимально допустимого принимается расход, при котором выполняются все три перечисленных условия. Он определяется на основе результатов промысловых ГДИС и результатов гидрохимического анализа выносимой из скважин воды. Большую часть года величина планового задания по добыче газа по месторождению существенно меньше суммы максимально допустимых дебитов скважин, которая составляет максимально допустимый режим месторождения. Максимально допустимый режим отдельно взятого промысла соответствует сумме максимально допустимых дебитов скважин данного промысла. В таблице 2 сопоставлены максимально допустимый режим месторождения Медвежье и его отдельных промыслов и плана по добыче газа.

Пусть на некоторый момент времени сумма МДД распределится по промыслам согласно табл. 2, а плановое задание по добыче газа составляет  $34700 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ .

Таблица 2 – Сопоставление максимально допустимых режимов по промыслам и месторождению с величинами плановых отборов

№ ГП	Допустимый режим промысла, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Задание по добыче, тыс. м <sup>3</sup> /сут
1	5476	4476,4
2	2571	2101,9
3	2950	2411,5
4	4730	3866,7
5	3711	3033,6
6	2558	2090,8
7	3459	2827,8
8	6719	5675,9
9	10050	8215,4
Медвежье	42226	34700

Введем понятие «коэффициент запаса» (Кзап), который определяется отношением максимально допустимого режима месторождения (Qдоп. мест.) к величине плановой добычи по месторождению (Qплан):

$$K_{\text{зап}} = \frac{Q_{\text{доп. мест.}}}{Q_{\text{план}}} \quad (3)$$

Для рассмотренных условий он составит 1,22. Делением допустимого режима каждого промысла на 1,22 вычисляется задание по добыче для каждого ГП, их сумма соответствует плану 34700 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Реализация комплекса моделей и алгоритмов оптимизации управления элементами системы добычи газа состоит в осуществлении следующего алгоритма:

- 1) распределение отборов между промыслами;
- 2) расчет давлений на входе и выходе промысловых ДКС;
- 3) максимизация давления на входе промысловых ДКС;
- 4) формирование сценариев развития событий.

Для реализации алгоритма необходима замена штуцеров с максимальным диаметром проходного сечения 32 и 38 мм на штуцер с максимальным проходным сечением 60 мм на всех скважинах месторождения. На рис. 5 показана зависимость дебита газа скважины месторождения Медвежье от давления в шлейфе и диаметра штуцера.

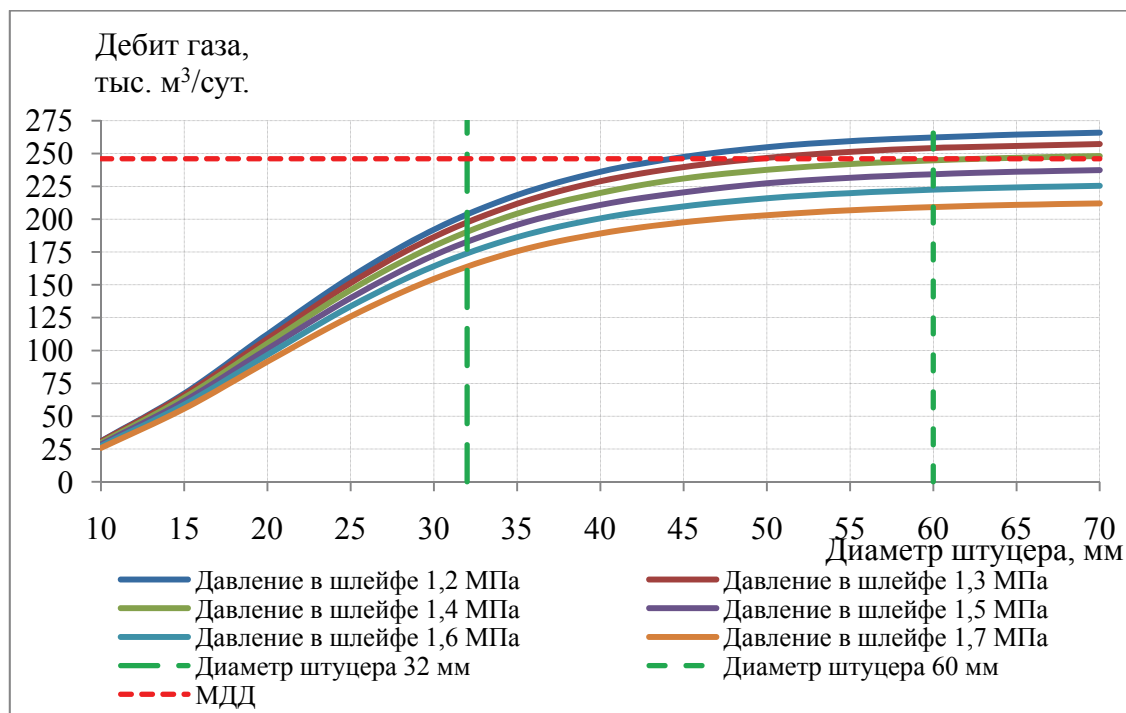


Рисунок 5 - Динамика дебита газа скважины месторождения Медвежье в зависимости от давления в шлейфе и диаметра штуцера

Допустимый дебит газа этой скважины составляет 246 тыс. м<sup>3</sup>/сут., который не мог быть реализован при текущих давлениях в ГСС вследствие наличия штуцера с максимальным диаметром проходного сечения 32 мм. При расходе 200 тыс. м<sup>3</sup>/сут. и штуцере диаметром 32 мм давление в шлейфе составляет 1,2 МПа, увеличение диаметра до 48 мм позволяет реализовать этот же дебит при давлении в ГСС 1,7 МПа, таким образом, экономия пластовой энергии составляет 0,5 МПа.

Вычислительный эксперимент по распределению дебитов между скважинами одного из промыслов реализован в ПК «Avocet» компании «Schlumberger». Задача сформулирована и решена как оптимизационная. В качестве исходных данных введены пределы изменения расходов каждой скважины - МНД и МДД, пределы изменения диаметров штуцеров, суммарная производительность промысла – план по добыче газа. На основе алгоритмов квадратичного программирования осуществляется приближение дебита каждой скважины к допустимому значению. Оптимальным считается такое распределение отборов, при котором производительность промысла соответствует заданию по добыче газа, дебит каждой скважины не превышает ее МДД, и в режим самозадавливания не переходят новые скважины. ПК



«Avocet» автоматически распределяет добычу газа между скважинами при указанных ограничениях. Суммарный отбор до и после регулирования соответствует заданию по добыче и составляет 5676 тыс. м<sup>3</sup>/сут. давление на входе ДКС составляет 1,08 и 1,28 МПа соответственно, давление на выходе – 1,67 МПа. В модели штуцеры с максимальным диаметром проходного сечения 32 и 38 мм заменены на штуцер с максимальным диаметром проходного сечения 60 мм. Дебит каждой скважины не превышает её МДД, количество самозадавливающихся скважин осталось неизменным. Среди них скважины, удельное содержание механических примесей в продукции которых при работе с расходом близким к МНД превышает 2 мм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Реализация указанного мероприятия позволяет увеличить давление на входе ДКС до 1,28 МПа при неизменном давлении на выходе ДКС. Реализация предлагаемого режима позволит:

- 1) увеличить температуру газа в ГСС;
- 2) снизить нагрузку на ДКС;
- 3) уменьшить расход топливного газа на ДКС;
- 4) сократить затраты на охлаждение газа в АВО.

**В четвертой главе** представлены результаты разработки методики выбора рационального диаметра газосборного коллектора, способа предотвращения пробкообразования в ГСС, рекомендаций по реконструкции системы сбора газа МНГКМ, предложена последовательность проведения реконструкции газопромысловых систем в условиях активного прогрессирования обводнения скважин и выполнена экономическая оценка разработанных мероприятий.

Под оптимальным понимается диаметр коллектора позволяющий:

- 1) обеспечить вынос воды из полости трубопровода (отсутствует пробкообразование);
- 2) реализовать МДД скважины при текущем давлении на входе ДКС.

На рис. 6 представлена аппроксимация соотношения Клапчука-Елина. Для оценки вероятности пробкообразования необходимо рабочие точки шлейфа (фактические давление и скорость газа в трубопроводе) нанести на график и сопоставить с минимально необходимой скоростью (МНС) газа. Если точки находятся ниже графика, то в газопроводе возможно накопление жидкостной пробки. В случае расположения точек выше линии минимально необходимой скорости, имеет место стабильная работа участка ГСС без пробкообразования.

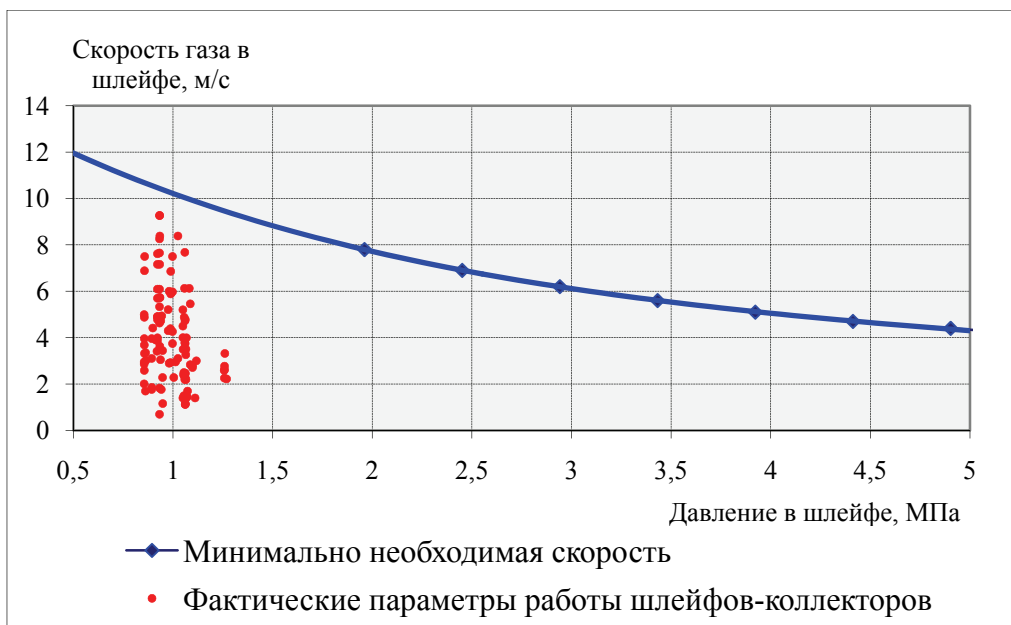


Рисунок 6 - Сопоставление рабочих точек шлейфов, работающих с накоплением воды, и минимально необходимой скорости газа

Сопоставление рабочих точек шлейфов, работающих с накоплением воды, и МНС газа (рис. 6) свидетельствует о хорошей сходимости предложенного критериального соотношения с промышленными данными. Зависимость МНС от рабочего давления в трубопроводе описывается полиномом пятой степени:

$$V_{\min} = -0,0002 \cdot P^5 + 0,0086 \cdot P^4 - 0,1309 \cdot P^3 + 1,0401 \cdot P^2 - 4,8236 \cdot P + 14,121 \quad (4)$$

Объединение зависимости скорости газа от расхода газа, рабочих давления и температуры газа в трубопроводе и уравнения (4) позволяет получить формулу для расчета оптимального диаметра шлейфа:

$$D_{\text{опт}} = \left( \frac{5,1 \cdot Q \cdot (T + 273,15) \cdot z}{V_{\min} \cdot P} \right)^{0,5} \quad (5)$$

Q – дебит газа, тыс. м<sup>3</sup>/сут.;

z – средний коэффициент сверхсжимаемости;

P – среднее давление в шлейфе, МПа;

T – средняя температура газа в шлейфе, °С;

d – диаметр трубопровода, мм.

В уравнении (5) МНС определяется по уравнению (4) при текущем давлении на входе в УКПГ или среднем давлении в шлейфе. Увеличение диаметра выше

Допт может привести к накоплению воды в шлейфе, уменьшение диаметра ниже Допт может привести к возникновению таких гидравлических сопротивлений, которые не позволят скважине реализовать МДД.

Проведенная серия вычислительных экспериментов позволила выявить отсутствие существенного снижения дебита газа скважин месторождения Медвежье при уменьшении диаметра коллектора до некоторой «критической» величины. Объединены 4 категории потока: приток из пласта, подъем смеси по стволу, движение в устьевом штуцере и горизонтальном трубопроводе. Граничными условиями выступили пластовое давление в районе скважин и давление на приеме ДКС. В качестве примера приводятся результаты эксперимента для одной из скважин месторождения Медвежье, шлейф которой реконструирован в 2010 году. Перед реконструкцией ГСС скважина работала в шлейф с внутренним диаметром 250 мм, замененный на трубопровод внутренним диаметром 150 мм. В эксперименте моделировалась работа скважины в шлейф диаметром 100, 150, 200, 250, 300 и 400 мм при среднем давлении в шлейфе 1 МПа и средней температуре 10 °С. Результаты расчетов представлены на рис. 7. По результатам эксперимента приходим к выводу об

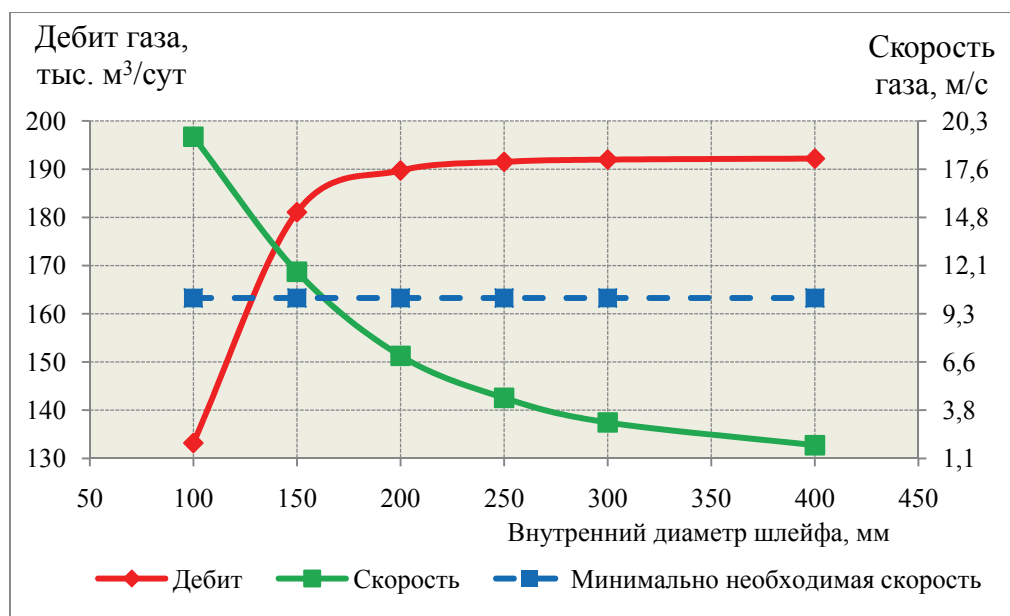


Рисунок 7 – Зависимость дебита скважины и скорости газа в шлейфе от внутреннего диаметра шлейфа

отсутствии существенного снижения дебита газа при уменьшении диаметра коллектора до 170 мм. Следует отметить, что при работе скважины в коллектор диаметром более 170 мм при существующих термобарических параметрах

возможно пробкообразование (расчетная скорость ниже минимально необходимой). Оптимальный диаметр шлейфа, рассчитанный по формуле (5) равен 162 мм.

Для повышения эффективности эксплуатации ГСС на завершающей стадии разработки МНГКМ проанализирована целесообразность применения двухтрубной системы сбора газа (рис. 8) – замена существующих шлейфов на 2 параллельных трубопровода с внутренним диаметром 100 или 150 мм.

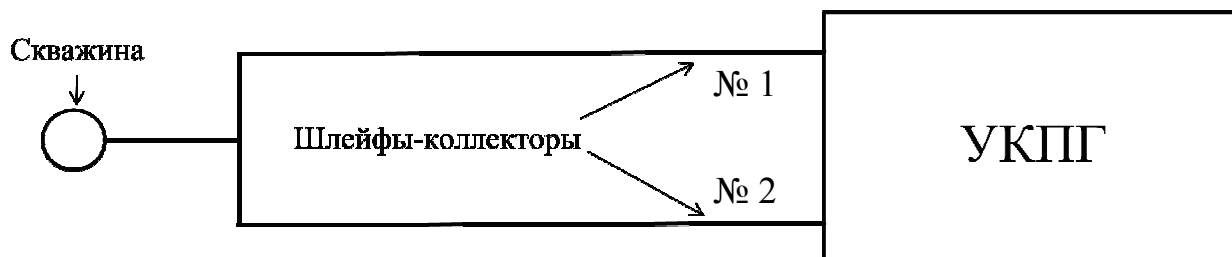


Рисунок 8 – Схема двухтрубного сбора газа

Предлагаемая система обладает рядом преимуществ:

- 1) увеличение скорости потока без снижения дебитов скважин;
- 2) потери давления сопоставимы с потерями в «загрязненном шлейфе»;
- 3) повышение надежности работы ГСС (выход из работы одного не влечет прекращения добычи газа);
- 4) возможность поочередной продувки шлейфов на УКПГ без выпуска газа в атмосферу.

При подключении скважины к УКПГ двумя параллельными шлейфами с внутренним диаметром 150 мм ее дебит составит 171 тыс. м<sup>3</sup>/сут. при скорости газа в каждом из шлейфов ниже МНС при текущих термобарических параметрах. Но при направлении всего потока в один из параллельных трубопроводов (при отключении второго) скорость газа в шлейфе превышает МНС. Технология очистки шлейфов заключается в реализации следующих действий:

- 1) отключение одного шлейфа (№ 2) краном на УКПГ – направление всего потока в оставшийся в работе трубопровод (№ 1);
- 2) выдержка на режиме до очистки оставшегося в работе шлейфа (№ 1);
- 3) отключение очищенного шлейфа (№ 1) - направление всего потока в трубопровод (№ 2);
- 4) выдержка на режиме до очистки оставшегося в работе шлейфа (№ 2);
- 5) подключение очищенного шлейфа (№ 1) - направление всего потока в два параллельных трубопровода.

На рис. 9 приведены параметры работы скважины и шлейфов, аналогичные рис. 7, с дополнениями для режимов работы по двум параллельным шлейфам внутренним диаметром 100 и 150 мм. Целесообразно использовать двухтрубный сбор газа с начала разработки месторождения.

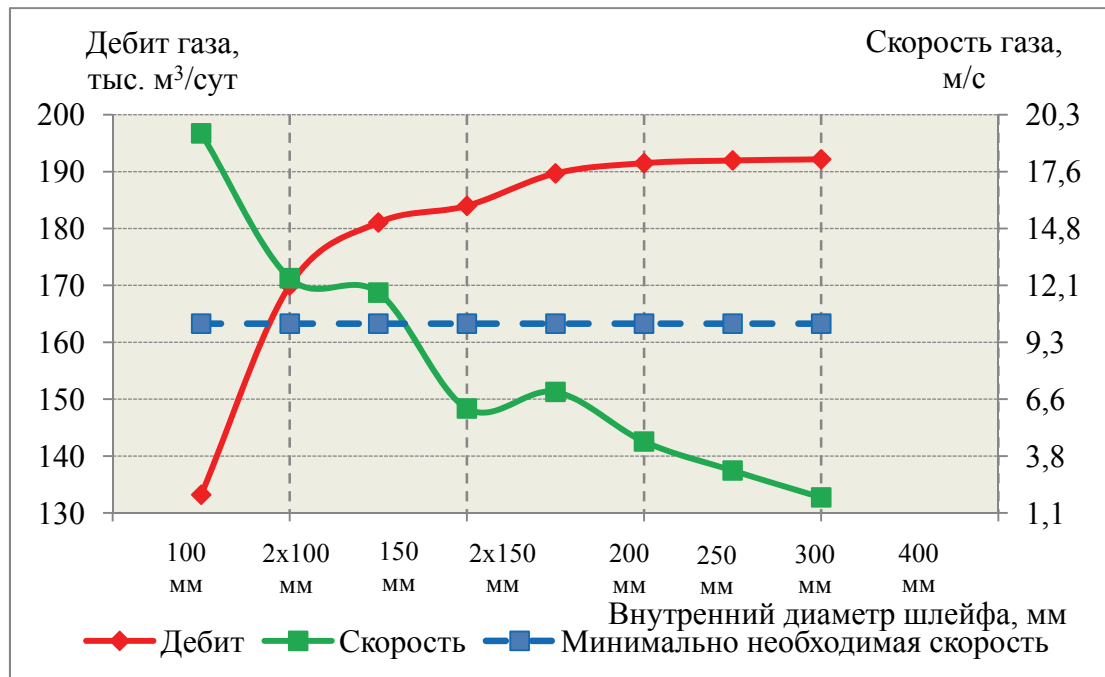


Рисунок 9 – Зависимость дебита скважины и скорости газа в шлейфе от внутреннего диаметра шлейфа

Обустройство промыслов двухтрубной системой сбора газа позволит обеспечить минимальные сопротивления движению газового потока на начальном этапе эксплуатации и даст возможность длительное время предотвращать пробкообразование в шлейфах на завершающей стадии разработки месторождения.

В условиях обводнения скважин конденсационными и подошвенными водами необходим системный подход при реализации реконструкции газопромысловых объектов, заключающийся в комплексном решении проблем, обусловленных добычей больших объемов попутной воды на заключительном этапе разработки сеноманской залежи МНГКМ. Для предотвращения «захлебывания» сепараторов оптимизации эксплуатации ГСС должна предшествовать модернизация оборудования УКПГ - установка пробкоуловителей. Внедрение современных технологий эксплуатации

обводняющихся скважин без оптимизации работы ГСС нерационально, поскольку выносимая из ствола жидкость будет скапливаться в шлейфах.

Предлагается следующая последовательность реконструкции промысловых объектов, представленная на рис. 10. В условиях невозможности её проведения одновременно на всех объектах, практикой газодобычи подтверждается необходимость проведения реконструкции в последовательности «от УКПГ».

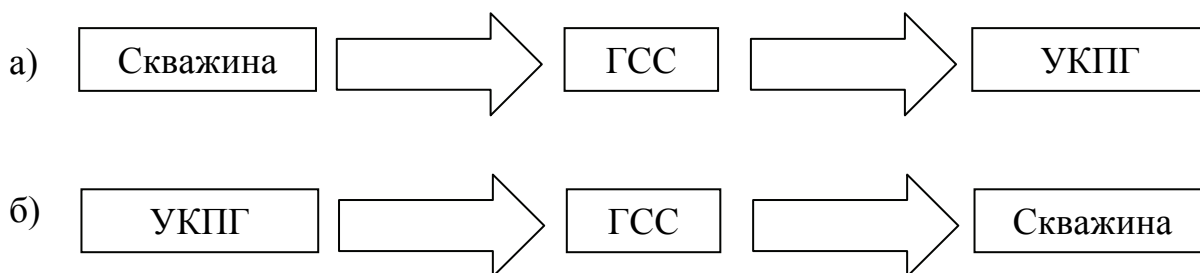


Рисунок 10 – Схема очередности реконструкции газопромысловых систем:  
а) нерациональная, б) рациональная

Экономическая оценка целесообразности внедрения комплекса моделей и алгоритмов оптимизации управления элементами системы добычи газа позволяет сделать вывод об окупаемости мероприятий, предусмотренных методикой во втором году ее реализации. Экономическая оценка эффективности применения двухтрубной системы сбора газа с начала разработки месторождения позволяет сделать вывод о её окупаемости на 5 год эксплуатации.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

1. На основе анализа накопленной статистической промысловой информации применительно к завершающей стадии разработки месторождения обосновано применение критерия оптимальности системы – максимизация давления на входе промысловых ДКС.
2. Доказана целесообразность применения критериального соотношения Клапчука-Елина для оценки возможности пробкообразования в ГСС при удельном содержании жидкости на входе в коллектор менее  $10 \text{ см}^3/\text{м}^3$ .
3. Разработана методика выбора рационального диаметра газосборного коллектора, позволяющая вычислить оптимальный диаметр с точки реализации максимально-допустимого дебита газа и отсутствия образования жидкостных пробок в его полости.
4. Предложен способ предотвращения пробкообразования в ГСС, предусматривающий строительство и эксплуатацию двух параллельных трубопроводов от скважины (куста скважин) к УКПГ.
5. Обоснована последовательность проведения реконструкции газопромысловых объектов «от УКПГ» в условиях активного прогрессирующего обводнения скважин.
6. Внедрение разработанного комплекса моделей и алгоритмов оптимизации управления элементами системы добычи газа способствует сокращению потерь пластовой энергии за счет их адресного уменьшения в устьевых штуцерах и увеличения давления на приеме промысловых ДКС.
7. Применение разработанных методик адаптации моделей компонентов геолого-технологической системы способствует повышению точности прогнозирования параметров их эксплуатации.

### Публикации по теме диссертации

- 1) Облеков Г.И. Особенности назначения и расчета технологического режима работы скважин ГКМ Медвежье / Г.И. Облеков, А.Н. Харитонов, И.М. Чупова, Ю.А., Архипов, М.А. Скоробогач // Наука и техника в газовой промышленности – 2008. – С. 68-75.
- 2) Скоробогач М.А. Повышение производительности газового промысла за счет снижения потерь пластовой энергии в системе добычи и сбора продукции / М.А. Скоробогач, А.Н. Харитонов, Ю.А. Архипов, В.Н. Юмшанов // Сборник тезисов докладов шестнадцатой научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Проблемы развития газовой промышленности Сибири». ТюменНИИгипрогаз, Тюмень, 2010. С. 139.
- 3) Харитонов А.Н. Обзор существующих методов моделирования процессов разработки нефтяных и газовых месторождений / А.Н. Харитонов, Ю.А. Архипов, М.А. Скоробогач, В.Н. Юмшанов, А.Ю. Никишин, А.Ю. Юшков // Обзорная информация, серия «Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений», Москва, «Газпром экспо», 2010.
- 4) Морозов И.С. Системы интегрированного моделирования для повышения эффективности управления разработкой месторождений / И.С. Морозов, А.Н. Харитонов, М.Н. Киселев, М.А. Скоробогач // Газовая промышленность – 2011. - № 10. С. 31-35.
- 5) Скоробогач М.А. Проблемы эксплуатации системы сбора газа на месторождении Медвежье / М.А.Скоробогач // Технологии нефти и газа – 2011. - № 6. С. 42-47.
- 6) Скоробогач М.А. Методика оперативного управления системой добычи газа на основе рационального использования пластовой энергии. М.А.Скоробогач // Сборник тезисов докладов девятой всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов по проблемам газовой промышленности России «Новые технологии в газовой промышленности», РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Москва, 2011. С. 33







Подписано в печать 15 ноября 2012 г.

Объем 1,2 п.л.

Тираж 120 экз.

Заказ № 648

Отпечатано в Центре оперативной полиграфии

ООО «Ол Би Принт»

г. Москва, Ленинский проспект, д. 37

