

Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего профессионального образования  
«Оренбургский государственный университет»

На правах рукописи

**ВАЛЕЕВ Артём Фаатович**

**ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА  
УПРАВЛЯЕМОЙ НАСОСНОЙ ОТКАЧКИ ПЛАСТОВОЙ  
ЖИДКОСТИ ИЗ ОБВОДНЕННЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

05.11.16 – Информационно-измерительные и  
управляющие системы (промышленность)

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель:  
доктор технических наук, профессор  
**Соловьев Николай Алексеевич**

Оренбург - 2014

## ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 СИСТЕМА «ПЛАСТ-СКВАЖИНА-ШЛЕЙФ» КАК ОБЪЕКТ ИЗМЕРЕНИЯ.....	11
1.1 Система «пласт-скважина-шлейф» газоконденсатного месторождения	11
1.1.1 Особенности системы «пласт-скважина-шлейф» газоконденсатного месторождения на поздней стадии разработки.....	11
1.1.2 Анализ способов снижения неблагоприятного воздействия обводнения.....	14
1.2 Метрологическое обеспечение насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин.....	18
1.3 Концептуальный анализ объекта исследования.....	22
1.4 Выводы по первому разделу.....	27
2 МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ «ПЛАСТ-СКВАЖИНА-ШЛЕЙФ» С УПРАВЛЯЕМОЙ НАСОСНОЙ ОТКАЧКОЙ ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ.....	28
2.1 Методические основы достижения потенциальной добычи продукции обводненных газовых скважин.....	28
2.1.1 Способ совершенствования технологических режимов работы системы «пласт-скважина-шлейф».....	28
2.1.2 Структура информационно-измерительной системы управляемой насосной откачки пластовой жидкости.....	33
2.2 Модель системы «пласт-скважина-шлейф» с насосной откачкой пластовой жидкости.....	34
2.2.1 Модель притока газа и воды к забою скважины.....	34
2.2.2 Моделирование работы скважины.....	35
2.2.3 Моделирование работы шлейфа.....	39
2.2.4 Моделирование насосной откачки пластовой жидкости.....	43
2.3 Проверка адекватности моделирующего аппарата системы «пласт-скважина-шлейф».....	44

2.4 Выводы по второму разделу .....	48
<b>3 РАЗРАБОТКА ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЯЕМОЙ НАСОСНОЙ ОТКАЧКИ ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ .....</b>	<b>50</b>
3.1 Интегрированная геолого-технологическая система моделирования газоконденсатного месторождения .....	50
3.2 Методика определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины .....	52
3.3 Разработка информационного и программного обеспечения ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости .....	54
3.3.1 Выбор и обоснование инструментальных средств программирования .....	54
3.3.2 Разработка информационного и программного обеспечения ИИС....	58
3.3.3 Разработка алгоритмов программного обеспечения ИИС управляемой насосной откачки жидкости.....	65
3.3.4 Разработка пользовательского интерфейса.....	81
3.4 Выводы по третьему разделу .....	90
<b>4 ИССЛЕДОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНФОРМАЦИОННО- ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЯЕМОЙ НАСОСНОЙ ОТКАЧКИ ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ .....</b>	<b>92</b>
4.1 Разработка технических решений построения системы ПСШ с управляемой насосной откачкой пластовой жидкости .....	92
4.2 Методика оценки эффективности ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости .....	97
4.2.1 Построение модели исследования.....	98
4.2.2 Выбор критерия и разработка методики оценки эффективности ИИС.....	100
4.3 Оценка эффективности ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости .....	102
4.4 Направления дальнейших исследований.....	104
4.5 Выводы по четвертому разделу.....	105

ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	107
ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ .....	109
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	111
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	127
ПРИЛОЖЕНИЕ А (справочное) Документы внедрения и апробации результатов диссертационного исследования.....	128
ПРИЛОЖЕНИЕ Б (справочное) Справочные данные и зависимости для моделирования работы системы «пласт-скважина-шлейф».....	139
ПРИЛОЖЕНИЕ В (справочное) Исходный текст программного обеспечения ИИС МДСП (фрагменты некоторых модулей).....	145

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность исследования.** Для большинства газоконденсатных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, например, Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ), характерно падение пластового давления и обводнением газовых скважин. В результате обводнения часть пластовой энергии расходуется на подъем жидкости, что приводит к снижению дебита по газу и последующему выводу скважины из эксплуатации.

Использование внешней энергии для удаления пластовой жидкости с помощью погружного насоса позволяет продлить срок эксплуатации скважин в условиях снижения энергии пласта [20, 120].

Проблемам насосной откачки пластовой жидкости нефтегазоконденсатных месторождений и информационно-измерительных систем (ИИС), обеспечивающих измерения и контроль параметров технологических процессов добычи продукции в условиях обводнения скважин, посвящены работы таких известных российских ученых, как Г.С. Абрамов [1, 94], Е.Б. Андреев [3], А.М. Блюменцев [14], А.А. Богданов [15], Т.Г. Габдуллин [35, 36], А.Н. Дроздов [49, 50, 51, 150], В.Н. Ивановский [55, 100, 101, 119], Б.Г. Ильясов [57, 58, 112, 113, 133], В.О. Кричке [108, 110], Н.П. Кузьмичев [76, 77, 114], П.Д. Ляпков [84], А.А. Молчанов [94, 95], К.Ф. Тагирова [57, 58, 112, 113, 115, 133], А.А. Тер-Хачатуров [6], К.Р. Уразаков [117], В.Н. Широков [134] и зарубежных исследователей Й. Айтлер [4], М. Зейвальд [4], Дж. Ли [80], Г. Никенс [80], М. Уэллс [80] и других. Однако до настоящего времени остаются актуальными проблемы измерения и контроля параметров технологических процессов добычи газа в условиях обводнения скважин.

Обобщая результаты исследований ученых, можно сделать вывод о том, что в настоящее время существует система методов, моделей и средств насосной откачки пластовой жидкости нефтяных скважин, разработаны технические решения и рекомендации по их использованию [49, 51, 76, 134, 138, 144]. Например, для определения уровня жидкости в нефтяной скважине, влияющего на надежность работы

электродвигателя насоса, используется эхолот [111]. Однако технология раздельной добычи продукции из газовых скважин предполагает движение газа по затрубному пространству [29], что приводит к образованию пены на поверхности жидкости и нарушению корректной работы эхолота. Следовательно, требуется разработка нового способа определения уровня жидкости.

Для определения параметров технологических процессов газовых скважин используется «Интегрированная геолого-технологическая модель газоконденсатного месторождения» (ИГТМ) [122]. Однако в ИГТМ не учитываются условия эксплуатации обводненных газовых скважин при насосной откачке пластовой жидкости [28].

В связи с изложенным, создание специальной ИИС на основе развития ИГТМ с учетом параметров процесса управляемой насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин является актуальной задачей.

**Объект исследования** – ИИС насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин; **предмет** – информационное и программное обеспечение ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин.

**Цель исследования** - повышение эффективности добычи продукции обводненных газовых скважин за счет внедрения ИИС для управляемой насосной откачки пластовой жидкости на базе имитационных моделей технологических процессов системы «пласт-скважина-шлейф» (ПСШ).

**Задачи исследования:**

- 1) Провести анализ технологических процессов в системе ПСШ обводненных газовых скважин.
- 2) Обосновать способ измерения параметров управляемой насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин.
- 3) Разработать математическое обеспечение ИИС для моделирования технологических процессов системы ПСШ с управляемой откачкой пластовой жидкости из обводненных газовых скважин.
- 4) Разработать информационное и программное обеспечение ИИС управ-

ляемой насосной откачки пластовой жидкости.

5) Определить структуру ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости и оценить эффективности предложенных технических решений.

#### **Методы исследования, достоверность и обоснованность результатов.**

Теоретические исследования выполнены с использованием технической кибернетики, теоретических основ разработки газоконденсатных месторождений, метрологии, математического моделирования, теории статистических решений, вычислительной математики, объектно-ориентированного программирования. Экспериментальные исследования проводились на базе как известных методик, так и разработанных автором. Достоверность научных положений работы основана на используемой методологической базе исследования и обеспечивается обоснованностью принятых ограничений при разработке моделирующего аппарата, сходимость результатов исследования с экспериментальными данными.

#### **Научная новизна положений, выносимых на защиту:**

- комплекс параметров системы ПСШ обводненных газовых скважин, обеспечивающих построение ИИС для управляемой насосной откачки пластовой жидкости, один из которых – динамический уровень жидкости в затрубном пространстве скважины - не поддается прямому измерению и является критичным для надежной работы насоса;

- способ определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины, отличающийся использованием имитационной модели технологических процессов системы ПСШ в составе ИИС для его определения;

- модель технологических процессов системы ПСШ, отличающаяся от ИГТМ газоконденсатного месторождения учетом динамики обводнения газовых скважин с управляемой насосной откачкой пластовой жидкости и позволяющая установить зависимость динамического уровня жидкости в затрубном пространстве от измеряемых параметров скважины;

- методика определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины, отличающаяся использованием мо-

дельных и измеренных ИИС параметрах продукции на устье и забое скважины;

- алгоритм оценки динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины, отличающийся использованием итерационных последовательных приближений, обеспечивающий точность вычислений в пределах инструментальной ошибки измерений датчиков давления.

**Практическая значимость** исследований заключается в разработанных программном обеспечении и технических решениях ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости погружным центробежным насосом, что подтверждается актом внедрения ООО «Газпром добыча Оренбург», государственной регистрацией программного продукта «Программная система моделирования технологических процессов добычи и сбора продукции из обводненных газовых скважин» (свидетельство № 2013617790 [130]) и использованием в учебном процессе ФГБОУ ВПО «Оренбургский государственный университет».

**Апробация работы.** Основные результаты работы обсуждались и получили одобрение на научно-технической конференции с международным участием «Инновационные решения для нефтегазовой области (опыт и перспективы)» (Оренбург, 2011 г.); международных научно-практических конференциях (НПК): «Наука, техника, инновации 2014» (Брянск, 2014 г.), «Технические науки: тенденции, перспективы и технологии развития» (Волгоград, 2014 г.); всероссийских научно-практических конференциях (ВНПК): «Теоретические вопросы разработки, внедрения и эксплуатации программных средств» (Орск, 2010 г.), V и VI ВНПК «Компьютерная интеграция производства и ИПИ - технологии» (Оренбург, 2011, 2013 гг.), X ВНПК «Современные информационные технологии в науке, образовании и практике» (Оренбург, 2012 г.), «Информационно-телекоммуникационные системы и технологии» (Кемерово, 2014 г.); региональной научной школе-семинаре молодых ученых и специалистов в области компьютерной интеграции производства, II молодежном инновационном конвенте Оренбургской области, областной молодежной НПК (Оренбург, 2012 г.).

**Публикации.** По теме диссертации опубликовано 12 печатных работ, в том числе 2 статьи в журналах из «Перечня...» ВАК.



Работа состоит из введения, основной части из четырех разделов, заключения, перечня сокращений и условных обозначений и трех приложений.

**В первом разделе** «Система «пласт-скважина-шлейф» как объект измерения» представлены результаты исследования системы ПСШ на поздней стадии разработки газоконденсатного месторождения, метрологического обеспечения насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин, концептуального анализа объекта исследования.

**Во втором разделе** «Моделирование системы «пласт-скважина-шлейф» с управляемой насосной откачкой пластовой жидкости» описано математическое обеспечение ИИС для моделирования технологических процессов системы ПСШ в условиях управляемой откачки пластовой жидкости.

**В третьем разделе** «Разработка информационно-измерительной системы управляемой насосной откачки пластовой жидкости» описаны методика определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве газовой скважины и алгоритмы программного обеспечения ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин.

**В четвертом разделе** «Исследования эффективности информационно-измерительной системы управляемой насосной откачки пластовой жидкости» предложены технические решения по компоновке газовой скважины на основе ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости, и выполнена оценка их эффективности.

**В заключении** отражены основные результаты и выводы работы.

**В приложении** представлены документы внедрения и апробации результатов диссертационного исследования, справочные данные и зависимости для моделирования работы системы «пласт-скважина-шлейф», фрагменты исходного текста программного обеспечения ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин.

Диссертация изложена на 166 страницах машинописного текста и содержит 60 рисунков, 12 таблиц, библиографический список из 159 наименований.

Автор выражает искреннюю благодарность своему научному руководителю – заведующему кафедрой программного обеспечения вычислительной техники и автоматизированных систем Оренбургского государственного университета, доктору технических наук, профессору Соловьеву Николаю Алексеевичу, за всестороннюю помощь в работе над диссертацией, чуткое руководство, поддержку и мотивацию к научному поиску, совершенствованию и саморазвитию; ведущему научному сотруднику комплексного отдела проектирования и анализа процессов разработки нефтегазоконденсатных месторождений и добычи ООО «ВолгоУрал-НИПИгаз» Шуэру Александру Геннадьевичу за ценные консультации по проблеме исследования, полезные практические советы, внимание к работе и её обсуждение.

# **1 СИСТЕМА «ПЛАСТ-СКВАЖИНА-ШЛЕЙФ» КАК ОБЪЕКТ ИЗМЕРЕНИЯ**

Развитие газового комплекса России связано не только с освоением новых месторождений, но и с усовершенствованием систем добычи и сбора продукции на существующих залежах. Месторождения природного газа на территории Оренбургской области в большинстве своём выработаны на 50-80%. Разработку таких месторождений осложняют слабоизученные случайные процессы обводнения скважин в условиях снижения запаса пластовой энергии газа [137]. Для получения информации о процессах добычи и сбора продукции месторождения используются ИИС. Исследования системы ПСШ, отражающей процессы добычи и сбора продукции, обводненных газовых скважин как объекта измерения являются основой совершенствования ИИС.

## **1.1 Система «пласт-скважина-шлейф» газоконденсатного месторождения**

### **1.1.1 Особенности системы «пласт-скважина-шлейф» газоконденсатного месторождения на поздней стадии разработки**

Основная газоконденсатная залежь Оренбургского НГКМ находится на поздней стадии разработки, которая сопровождается падением пластового давления, обводнением газовых скважин, в результате чего часть пластовой энергии нерационально расходуется на подъем жидкости, скапливающейся на забое скважины, что приводит к снижению добычи газа и сокращению эксплуатационного периода скважины [20, 48, 80, 126, 139].

Обобщенная схема системы добычи и сбора продукции участка газоконденсатного месторождения представлена на рисунке 1.1.

Система ПСШ включает в себя продуктивный пласт, добывающую скважину и шлейфовый трубопровод (шлейф), служащий для транспортировки добываемой продукции до установки комплексной подготовки газа (УКПГ).

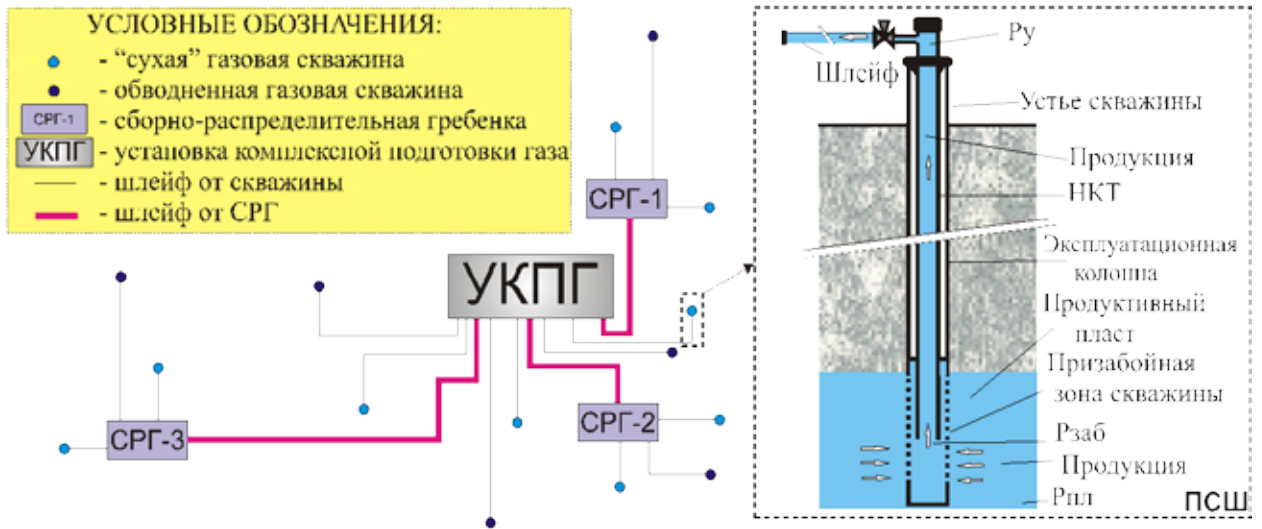


Рисунок 1.1 – Система добычи и сбора продукции участка газоконденсатного месторождения с системой «пласт-скважина-шлейф»

Продукция из пласта поступает на забой скважины, далее по насосно-компрессорным трубам (НКТ) движется к устью скважины.

Скважины, работающие с выносом воды, определяются как обводненные, а без воды – «сухими». Шлейфы проложены от скважины до УКПГ, либо до сборно-распределительных гребенок (СРГ), на которые поступает продукция с нескольких скважин и далее по общему шлейфу транспортируется до УКПГ.

Среднее пластовое давление Основной залежи Оренбургского НГКМ, находящегося на поздней стадии разработки, с каждым годом снижается (рисунок 1.2).

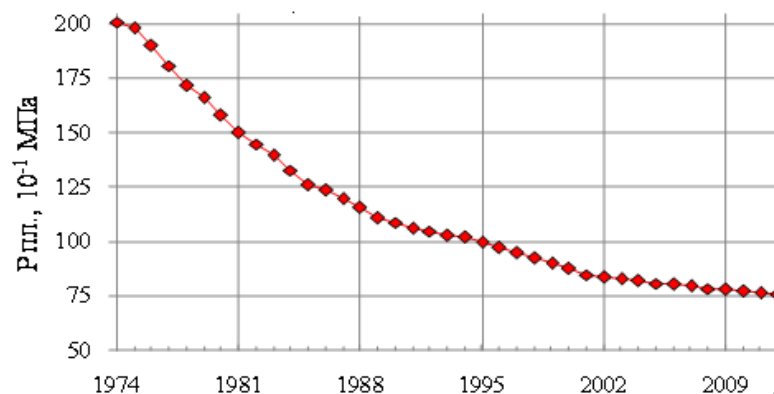


Рисунок 1.2 – Динамика среднего пластового давления Основной залежи Оренбургского НГКМ

На рисунке 1.3 показана динамика обводнения газовых скважин Основной залежи ОНГКМ.



Рисунок 1.3 – Динамика обводнения газовых скважин Основной залежи ОНГКМ

Динамика эксплуатационных показателей Основной залежи ОНГКМ, представленных на рисунках 1.2 и 1.3, свидетельствует о существенном росте числа обводненных газовых скважин при сохранении потенциальной возможности их дальнейшей эксплуатации [120, 125].

На рисунке 1.4 представлены два варианта системы ПСШ газовых скважин, работающих в условиях обводнения.

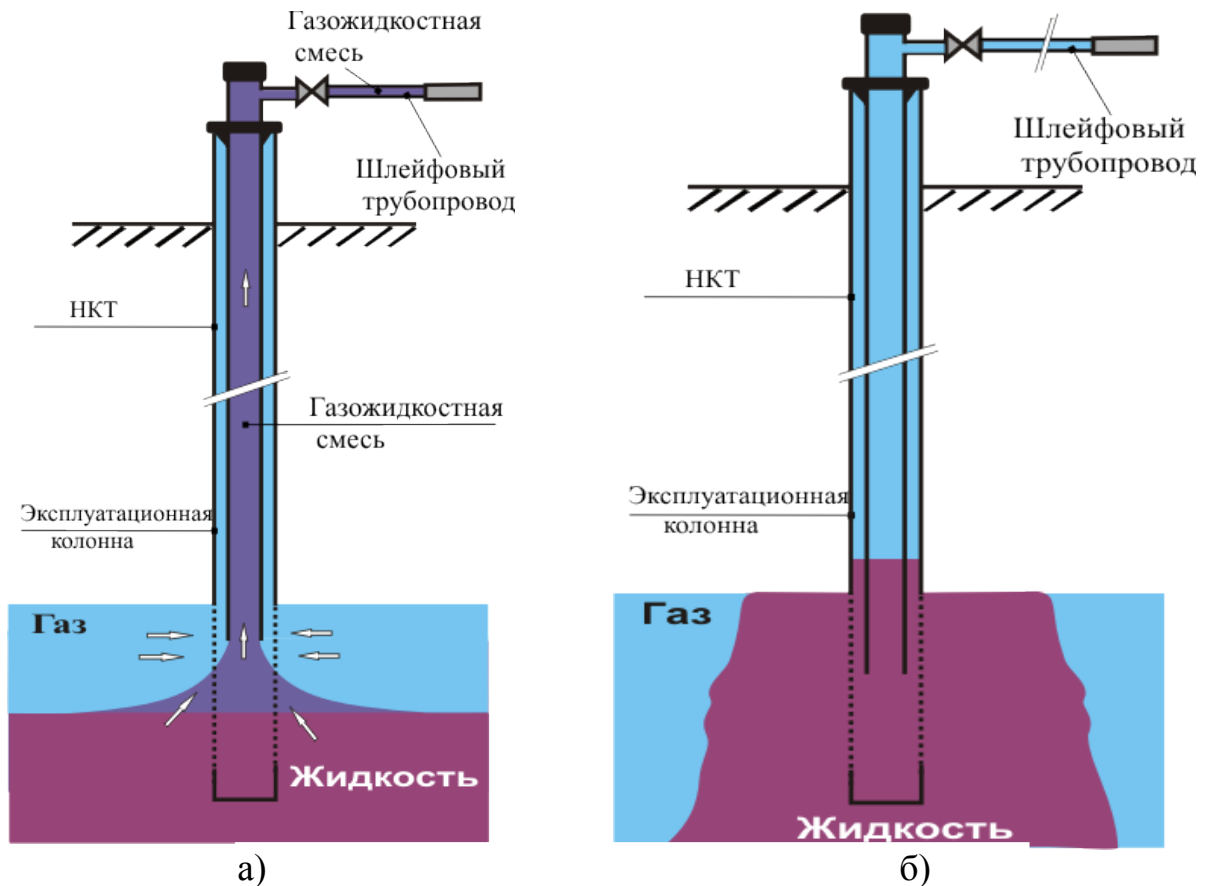


Рисунок 1.4 – Система «пласт-скважина-шлейф» в условиях обводнения

Первый вариант обводнения (рисунок 1.4-а) показывает, что в скважине пластовой энергии достаточно для совместного выноса газа и всей пластовой жидкости с забоя на устье скважины и дальнейшей транспортировки до УКПГ. Однако, со временем, пластовая энергия уменьшается (низкий дебит газа 1-5 тыс. м<sup>3</sup>/сут). При дебите газа менее 1 тыс. м<sup>3</sup>/сут скважина выводится из эксплуатации (второй вариант - рисунок 1.4-б) [20, 80, 120].

Таким образом, анализ особенностей добычи и сбора продукции газоконденсатного месторождения, находящегося на завершающем этапе разработки, свидетельствует о существенном росте числа обводненных газовых скважин при сохранении потенциальной возможности их дальнейшей эксплуатации.

### 1.1.2 Анализ способов снижения неблагоприятного воздействия обводнения

Для повышения эффективности эксплуатации газовых скважин, осложненной обводнением, используются различные методы, основные из которых представлены на рисунке 1.5 [19, 80].

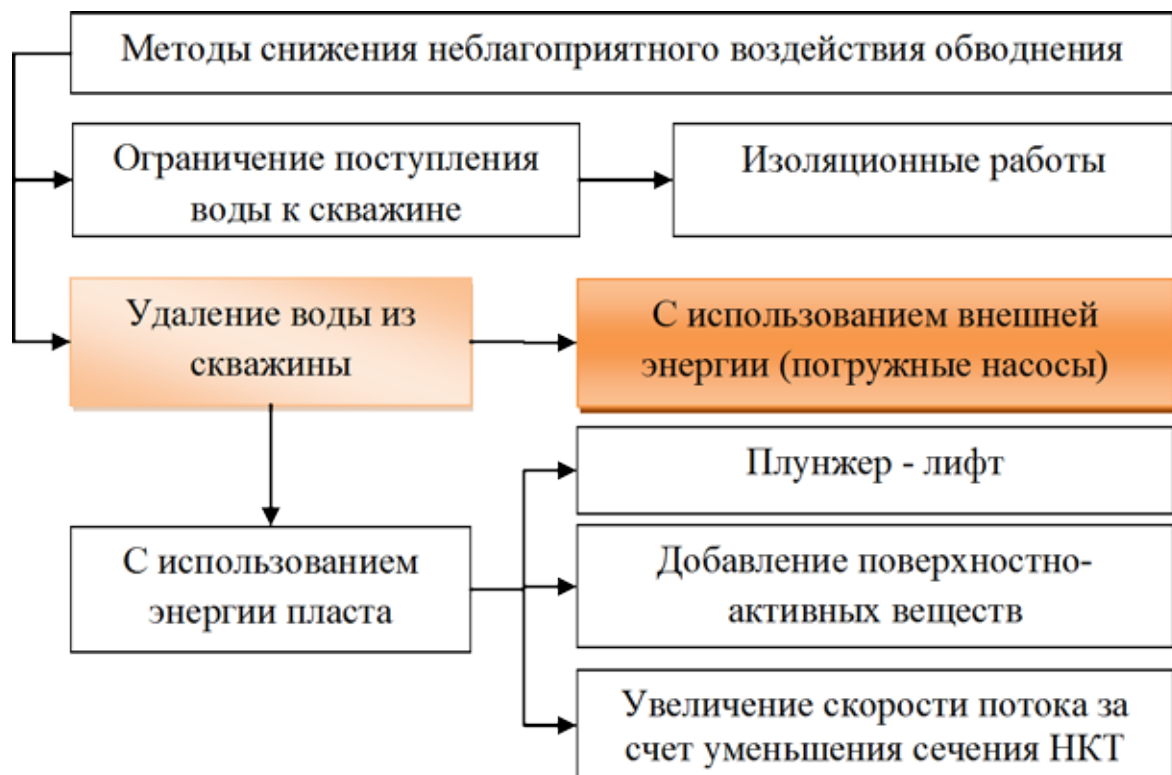


Рисунок 1.5 – Методы снижения воздействия обводнения скважин

Выбор способа удаления жидкости с забоя скважин зависит от геолого-промысловой характеристики газонасыщенного пласта, конструкции скважины, качества цементирования заколонного пространства, периода разработки залежи, а также от количества и причин поступления жидкости в скважину.

Ограничить поступление жидкости в скважину обеспечивается поддержанием условий отбора газа на забое скважины, при которых не происходит накопление воды и жидких углеводородов в призабойной зоне пласта, например, изоляцией посторонних и пластовых вод [125]. Этот способ не применим к скважинам на поздних сроках разработки.

Периодическое удаление жидкости можно осуществить остановкой скважины для поглощения жидкости пластом, продувкой скважины в атмосферу через сифонные или фонтанные трубы без закачки или с закачкой поверхностно-активных веществ (ПАВ) – пенообразователей на забой скважины [53, 80, 118]. Присутствие конденсата в жидкости снижает активность ПАВ на 10 - 30 %, а если конденсата больше, чем воды, пена не образуется. В этих условиях применяют специальные ПАВ [53, 80, 118]. Отсюда, способ носит ограниченный срок действия [80].

Непрерывное удаление жидкости применяется в тех случаях, когда пластовая вода непрерывно поступает на забой скважины. Диаметр колонны НКТ подбирается таким, чтобы получить скорости потока, обеспечивающие вынос жидкости с забоя. При переходе на меньший диаметр труб увеличиваются гидравлические сопротивления. Поэтому переход на меньший диаметр эффективен в том случае, если потери давления на трение меньше противодействия на пласт столба жидкости, которая не удаляется с забоя.

При низких пластовых давлениях в скважинах глубиной до 2500 м применяют скважинные насосные установки. В этом случае удаление жидкости не зависит от скорости газа и может осуществляться до самого конца разработки залежи при снижении устьевого давления до 0,2 - 0,4 МПа.

Таким образом, скважинные насосные установки применяются в условиях, когда другие способы удаления жидкости нельзя применить, либо их

эффективность не долговременна. Поэтому в основу дайнейших исследований принят способ снижения неблагоприятного воздействия обводнения на основе насосной откачки пластовой жидкости.

Для осуществления технологии добычи газа с насосной откачкой пластовой жидкости используются установки электроцентробежного насоса (УЭЦН, рисунок 1.6-а) [15, 62, 80, 93, 100, 109, 121, 156] или установки винтового штангового насоса с поверхностным приводом (УВШН, рисунок 1.6-б) [17, 80, 81, 117].

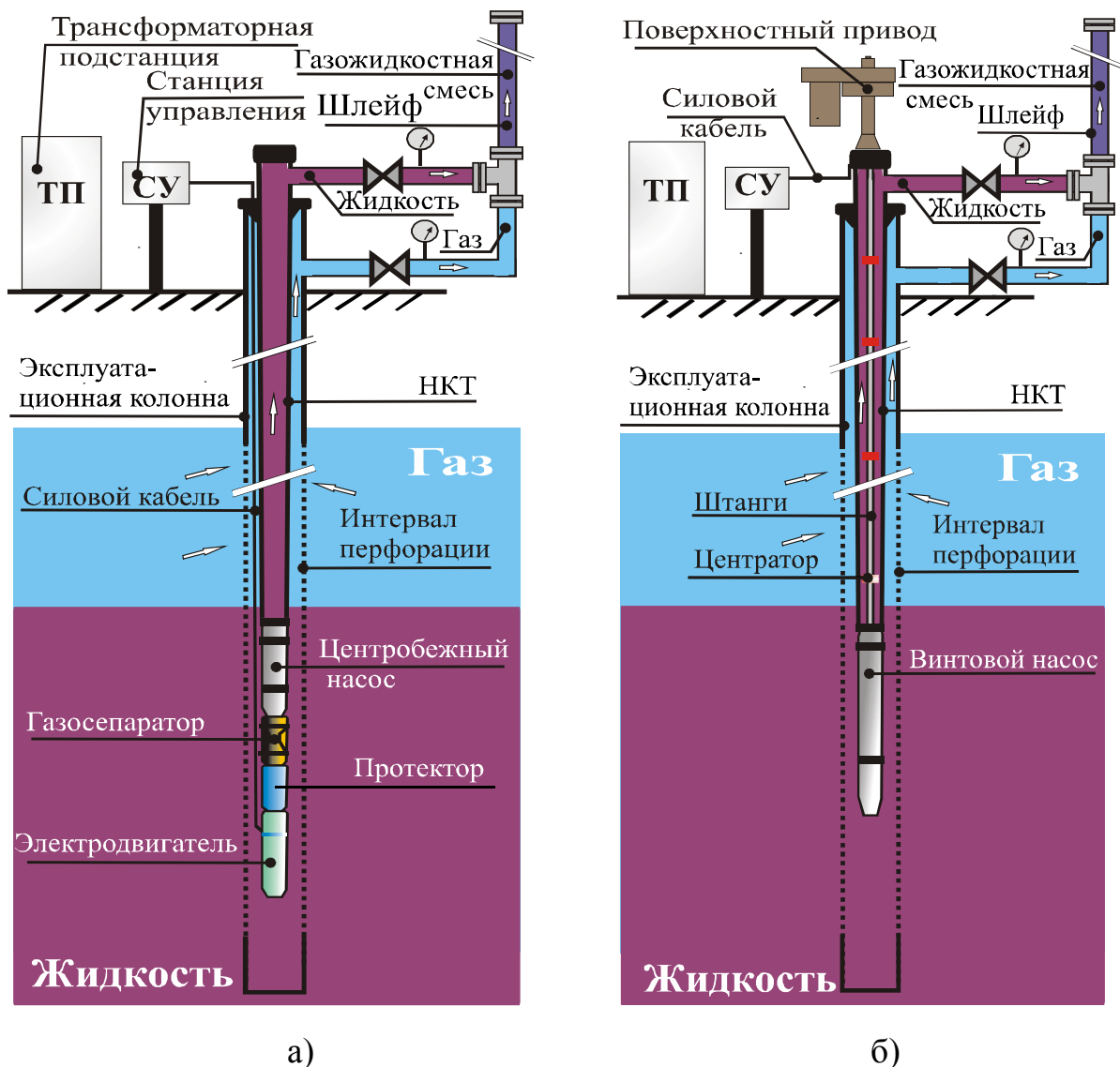


Рисунок 1.6 – Газовая скважина с установкой погружного электроцентробежного насоса (а) и установкой винтового штангового насоса (б)

УЭЦН состоит из погружного насосного агрегата (электродвигатель с



гидрозащитой, газосепаратор и центробежный насос), кабельной линии, НКТ, оборудования устья скважины и наземного оборудования (трансформатора и станции управления).

Насос работает при погружении в скважинную жидкость и монтируется к нижней части НКТ. Герметично изолированный электродвигатель вращает серию рабочих колес. Каждое колесо (ступень) в серии подает жидкость через отвод во входное отверстие рабочего колеса, расположенного над ним. Чем больше ступеней, тем выше давление нагнетания [121].

При наличии в пластовой жидкости свободного газа, между двигателем и насосом устанавливается сепаратор.

Достоинства УЭЦН:

- высокая производительность (10 - 1000 м<sup>3</sup>/сут и более) [65, 67, 68];
- наличие блока телеметрии - контрольно-измерительных приборов (КИП), позволяющих контролировать работу погружного оборудования и забойные параметры скважины.

Основным недостатком использования УЭЦН для откачки пластовой жидкости из газовых скважин является то, что погружной электродвигатель располагается на 3-5 м ниже уровня приема жидкости насосом. Необходимость поддерживать уровень жидкости в пределах интервала середины перфорации или ниже приводит к перегреву электродвигателя насоса (не омывается добываемой жидкостью) [114].

Этот недостаток отсутствует в приводе УВШН, включающем в себя электродвигатель, ременную передачу, вращатель и превентор, устанавливается на колонной головке скважины. Жидкость из скважины подается по НКТ, штанговая колонна обеспечивает вращение ротора винтового насоса внутри статора [17, 141, 142]. Конструкция УВШН позволяет установить прием жидкости на любом уровне, в том числе и ниже интервала вскрытия продуктивного пласта [80]. Однако в отличие от УЭЦН, УВШН не имеет скважинных КИП.

Таким образом, основным способом снижения неблагоприятного воздействия обводнения газовых скважин является удаление пластовой жидкости с ис-

пользованием насосной откачки пластовой жидкости на основе УЭЦН.

## 1.2 Метрологическое обеспечение насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин

Для определения состояния системы добычи и сбора продукции газоконденсатного месторождения используется автоматизированная система «Интегрированная геолого-технологическая модель газоконденсатного месторождения» (ИГТМ), включающая комплекс ИИС, представленный на рисунке 1.7.

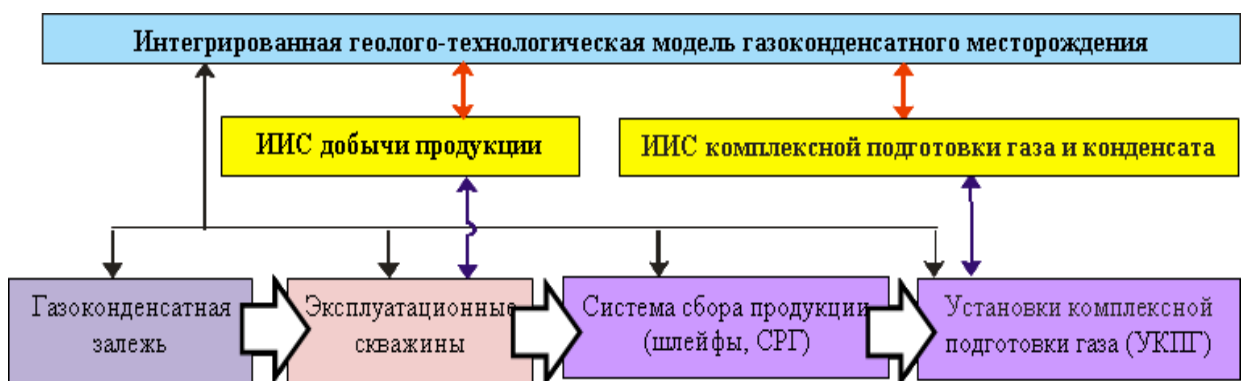


Рисунок 1.7 – Комплекс ИИС газоконденсатного месторождения

Данные о параметрах продукции газоконденсатной залежи, эксплуатационных скважин, системы сбора продукции и УКПГ поступают с датчиков ИИС добычи продукции и ИИС комплексной подготовки газа и конденсата [122].

ИИС добычи продукции обеспечивает ИГТМ метрологической информацией о технологических параметрах системы ПСШ. ИГТМ на основе моделирования системы ПСШ формирует рекомендации по изменению режима работы скважин [3, 20, 45, 89]:

- мероприятия по предотвращению разрушения призабойной зоны пласта;
- энергосберегающий режим эксплуатации скважин, увеличивающий бескомпрессорный период их эксплуатации и обеспечивающий высокую степень извлечения углеводородов из недр;
- геолого-технические мероприятия, направленные на обеспечение работоспособности скважин (преждевременного обводнения и остановок скважин при

накоплении столба жидкости на забое) [73].

Анализ системы ПСШ как объекта измерений [20, 21, 22] позволил выявить технологическими параметрами газовой скважины: давления ( $P$ ) и температуры ( $T$ ) продукции на устье ( $P_y, T_y$ ) и забое ( $P_{заб}, T_{заб}$ ) скважины во время остановки (в статике, при этом давление на забое  $P_{заб}$  равно пластовому давлению -  $P_{пл}$ ) и во время эксплуатации (в динамике), расходы ( $Q$ ) и плотности ( $\rho$ ) добываемых газа ( $Q_g, \rho_g$ ) и жидкости ( $Q_{ж}, \rho_{ж}$ ). Указанные параметры определяются прямыми измерениями в процессе комплексных исследований газовой скважины, которые выполняются при полной остановке добычи с привлечением специального контрольно-измерительного оборудования. Однако в моделях ИГТМ не учитываются процессы в обводненных газовых скважинах с насосной откачкой пластовой жидкости. Отсюда, *актуальной* задачей становится развитие ИГТМ на основе построение ИИС, обеспечивающей измерение технологических параметров системы ПСШ без остановки добычи продукции, и учитывающей обводнение газовых скважин с насосной откачкой пластовой жидкости.

Таким образом, *объектом исследования* становится ИИС насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин, который может быть представлен множеством:

$$OI = \{S\{D\{V\}\}\} \quad (1.1)$$

где  $S$  – структура ИИС добычи продукции;

$D$  – датчики ИИС, определяющие инструментальные ошибки измерения;

$V$  – измеряемые параметры технологических процессов добычи продукции.

На рисунке 1.8 представлена схема ИИС добычи газа с насосной откачкой пластовой жидкости на основе УЦЭН, прошедшая опытную эксплуатацию на Оренбургском НГКМ.

В процессе комплексных исследований обводненных газовых скважин замеры давления, температуры продукции по стволу скважины осуществляются с помощью автономных КИП (АМТ-08.02 от группы компаний «Грант» [63], манометры-термометры типа «Сова» от ООО «НИИД-50» [71]), опускаемых к забою скважины.



Рисунок 1.8 – Структура существующей ИИС добычи продукции газовой скважины с установкой электроцентробежного насоса [1 – давление ( $P_y$ ,  $P_{zat}$ ) и температура ( $T_y$ ,  $T_{zat}$ ) на устье и в затрубном пространстве скважины, расход ( $Q_{ж}$ ) и плотность ( $\rho_{ж}$ ) жидкости, плотность газа ( $\rho_g$ ); 2 – давление ( $P_{kш}$ ), температура ( $T_{kш}$ ) в конце шлейфа, расход газа ( $Q_g$ ), 3 – ПЭД]

Расходы газа, воды и конденсата определяют расходомерами типа «Супер-Флоу», производимых в ЗАО «СовТИГаз», [66] и «Nord», выпускаемых в ООО «Вест-Метрология» [70] на УКПГ, давление и температуру в конце шлейфа измеряют автономным манометром-термометром (МТУ-04 от группы компаний «Грант» [63]).

Управляющее устройство станции управления (СУ) отключает электродвигатель насоса при перегрузке в результате нарушения теплового равновесия (тепловое реле по току обмотки возбуждения электродвигателя) [121].

Результаты опытных испытаний насосной откачки жидкости из обводненных скважин ОНГКМ с использованием УЭЦН показали, что рост дебита газа сопровождается нарушением теплового равновесия электродвигателя УЭЦН, что ведёт к снижению ресурса работы последнего. Перегрев электродвигателя обусловлен расположением – на 3-5 м ниже уровня приема жидкости насосом, приток которой осуществляется сверху, что ухудшает условия охлаждения двигателя. Отсюда, критичным параметром технологического процесса насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин становится уровень жидкости в затрубном пространстве.

Для устранения этого недостатка можно применить технологию

кратковременной эксплуатации скважин (КЭС), предлагаемую Кузьмичевым Н.П. [76, 77, 114]. Эта технология основана на периодической откачке насосом накопленной в скважине пластовой жидкости. Причем время работы двигателя рассчитывается таким образом, чтобы при работе он не успевал перегреться, а при простое успевал остыть до требуемой температуры. Данная технология используется для откачки жидкости из нефтяных скважин, а для обводненных газовых скважин требует дополнительных исследований.

Для обеспечения теплового равновесия электродвигателя погружного насоса предложено реализовать технологию управляемой работы УЭЦН при контролируемом уровне жидкости в затрубном пространстве скважины.

Для измерения динамического уровня жидкости в нефтяных скважинах применяется эхолот (например, Автон-103 от ЗАО «Автограф» [64]), который устанавливается на устье скважины. Принцип действия эхолота основан на эффекте Допплера отраженного акустического импульса в затрубном пространстве, позволяющем определить расстояние до поверхности жидкости [111].

Однако технология раздельной добычи продукции из газовых скважин предполагает движение газа по затрубному пространству с давлением 2-10 МПа, что приводит к образованию пены на поверхности жидкости, которая приводит к нарушению корректной работы эхолота (пенообразование достигает 50-200 м. и носит случайный характер). Отсюда, оценку динамического уровня жидкости  $H_{дин}$  в затрубном пространстве газовых скважин с управляемой насосной откачкой пластовой жидкости необходимо осуществлять на основе косвенных измерений: по модели технологических процессов системы ПСШ, устанавливающей связь  $H_{дин}$  с измеряемыми параметрами: давление ( $P_{заб}$ ), температуру ( $T_{заб}$ ) на забое скважины, температуру электродвигателя ( $T_{эл}$ ); давление ( $P_y, P_{зам}$ ) и температуру ( $T_y, T_{зам}$ ) на устье и в затрубном пространстве скважины, расход ( $Q_{жс}$ ) и плотность ( $\rho_{жс}$ ) жидкости, плотность газа ( $\rho_2$ ); давление ( $P_{ки}$ ), температуру ( $T_{ки}$ ) в конце шлейфа, расход газа ( $Q_2$ ).

Таким образом, добыча газа с насосной откачкой пластовой жидкости из обводненных газовых скважин сопровождается нарушением теплового равновесия электро-

двигателя насоса, что требует построения ИИС, которая обеспечит косвенную оценку дополнительного, критичного для эксплуатации, метрологического параметра – динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважины.

### 1.3 Концептуальный анализ объекта исследования

Проблемам насосной откачки пластовой жидкости нефтегазоконденсатных месторождений и ИИС, обеспечивающих измерения и контроль параметров технологических процессов добычи продукции в условиях обводнения скважин, посвящены работы таких известных российских ученых как Абрамов Г.С. [1, 94], Андреев Е.Б. [3], Блюменцев А.М. [14], Богданов А.А. [15], Габдуллин Т.Г. [35, 36], Дроздов А.Н. [49, 50, 51, 150], Ивановский В.Н. [55, 100, 101, 119], Ильясов Б.Г. [57, 58, 112, 113, 133], Кричке В.О. [108, 110], Кузьмичев Н.П. [76, 77, 114], Ляпков П.Д. [84], Молчанов А.А. [94, 95], Тагирова К.Ф. [57, 58, 112, 113, 115, 133], Тер-Хачатуров А.А. [6], Уразаков К.Р. [117], Широков В.Н. [134] и зарубежных исследователей Й. Айтлер [4], М. Зейвальд [4], Дж. Ли [80], Г. Никенс [80], М. Уэллс [80] и других. Однако до настоящего времени остаются актуальными проблемы измерения и контроля параметров технологических процессов добычи газа в условиях обводнения скважин, основными из которых являются [3, 86]:

- для описания процессов обводнения прямые измерения не возможны, или затруднены, что требует использования ИИС обработки косвенной информации;
- известны только отдельные закономерности (уравнения материального баланса, уравнение фильтрации и т.д.), связывающие между собой измеряемые и косвенные параметры технологических процессов добычи газа;
- данные, накопленные при наблюдениях, неоднородны, характеризуют процесс обводнения с позиций разных моделей ИИС, являются противоречивыми (существенные отклонения фактических показателей добычи от расчетных вызваны неполными и неточными исходными данными о геологическом строении и свойствах залежи);
- для измерения параметров технологических процессов добычи газа тре-

буется проведение комплексных исследований с остановкой добычи продукции;

- часть получаемых ИИС зависимостей (индикаторные кривые, кривые восстановления давления и т.д.) несут в себе суммарный эффект действия в системе ПСШ нескольких процессов;

- промысловые данные малопредставительны (сравнительно короткая исходная выборка опытной эксплуатации ИИС насосной откачки), а процесс добычи газа каждой скважины является уникальным.

Эти проблемы носят объективный характер и являются следствием недостатка информации в ИИС о системе ПСШ, т.к. последняя относится к классу распределенных в пространстве и времени. Известно [7], что фактическое состояние реальной распределенной системы можно полностью описать бесконечным числом параметров. На практике всегда имеется конечное число измерений, искаженных флюктуациями [3, 75].

Для восстановления потенциально возможной добычи продукции из обводненных газовых скважин необходимо управлять работой УЭЦН по данным, формируемым ИИС, обладающей средствами оценки динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважины, определяющем тепловое равновесие электродвигателя насоса, по косвенным параметрам, измеряемым в процессе эксплуатации системы ПСШ

Отсюда, *предметом исследования (PI)* становится информационное и программное обеспечение ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин, представляемый кортежем

$$PI = \{ Mt \{ Md \{ I(V), PR(A) \} \} \}, \quad (1.2)$$

где  $Mt$  - методы оценки параметров технологических процессов;

$Md$  - модели системы ПСШ;

$I, PR$  - информационное и программное обеспечение ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин;

$A$  - алгоритм оценки критического параметра – динамического уровня жидкости в затрубном пространстве;

$V$  - измеряемые параметры технологического процесса добычи продукции.

Анализ системы ПСШ как объекта измерения позволил выявить противоречия (рисунок 1.9), вызванные проблемами практики добычи углеводородов на поздних этапах эксплуатации месторождений, и отсутствием методов в теории, позволяющих преодолеть указанные проблемы.

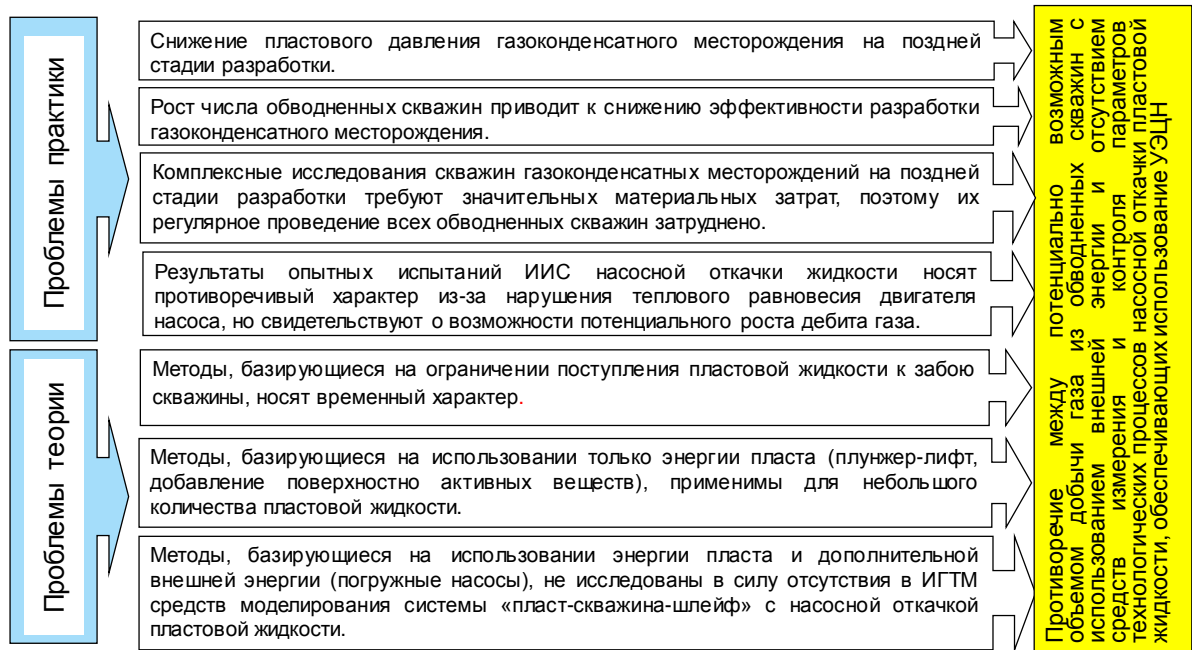


Рисунок 1.9 – Основное противоречие между требованиями практики и состоянием теории построения ИИС обводненных газовых скважин с насосной откачкой пластовой жидкости

*Основными проблемами практики эксплуатации обводненных газовых скважин являются:*

- снижение пластового давления газоконденсатного месторождения на поздней стадии разработки;
- рост числа обводненных скважин, что приводит к снижению эффективности разработки газоконденсатного месторождения;
- комплексные исследования скважин газоконденсатных месторождений на поздней стадии разработки требуют значительных материальных затрат, поэтому их регулярное проведение всех обводненных скважин затруднено [73];
- результаты опытных испытаний насосной откачки жидкости из обводненных скважин ОНГКМ носят противоречивый характер, но свидетельствуют о возможности потенциального роста дебита газа.



*Основными проблемами теории, не позволяющими преодолеть проблемы практики, являются:*

- методы, базирующиеся на ограничении поступления пластовой жидкости к забою скважины, носят временный характер;
- методы, базирующиеся на использовании только энергии пласта (плунжер-лифт, добавление поверхностно активных веществ), применимы для небольшого количества пластовой жидкости;
- методы, базирующиеся на использовании энергии пласта и дополнительной внешней энергии (погружные насосы), не исследованы в силу отсутствия в ИГТМ средств моделирования системы ПСШ с насосной откачкой пластовой жидкости.

Из всех противоречий между требованиями практики и состоянием теории устранения обводнения газовых скважин на основе насосной откачки пластовой жидкости основным является противоречие между потенциально возможным объемом добычи газа из обводненных скважин с использованием внешней энергии и отсутствием средств измерения и контроля параметров технологических процессов насосной откачки пластовой жидкости, обеспечивающих использование погружных электроцентробежных насосов.

Измерение и контроль параметров технологических процессов насосной откачки пластовой жидкости возлагается на ИИС, построение которой основано на определении критичных параметров УЭЦН по косвенным измерениям.

Определение связи критичного параметра – динамического уровня жидкости в затрубном пространстве, обеспечивающего тепловое равновесие электродвигателя УЭЦН, с измеряемыми параметрами возможно на основе моделирования технологических процессов системы ПСШ.

Эти обстоятельства определяют актуальность исследования, *целью* которого является повышение эффективности добычи продукции обводненных газовых скважин за счет внедрения ИИС для управляемой насосной откачки пластовой жидкости на базе имитационных моделей технологических процессов системы ПСШ.

Формализованное представление цели исследований (целевая функция [13]) через измеряемые в процессе эксплуатации скважины параметры имеет вид:

$$Q_2(P_{заб}(P_y, Q_{нас}))^{U(t)} \otimes \max, \quad T_{эл}(t_{раб}, H_{дин}) \leq T_{эл}^{дон}, \quad (1.3)$$

где  $Q_2$  – дебит газа, тыс. м<sup>3</sup>/сут;

$P_{заб}, P_y$  – давление на забое и устье скважины, МПа;

$Q_{нас}$  – производительность насоса, м<sup>3</sup>/сут;

$T_{эл}$  – температура электродвигателя УЭЦН, К;

$T_{эл}^{дон}$  – допустимая температура электродвигателя УЭЦН, К;

$t_{раб}$  – время работы, с;

$H_{дин}$  – динамический уровень жидкости в затрубном пространстве скважины, м;

$U(t)$  – управляющее воздействие.

Для достижения цели исследования необходимо решить следующие основные **задачи**:

- провести анализ технологических процессов в системе ПСШ обводненных газовых скважин;

- обосновать способ измерения параметров управляемой насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин;

- разработать математическое обеспечение ИИС для моделирования технологических процессов системы ПСШ с управляемой откачкой пластовой жидкости из обводненных газовых скважин;

- разработать информационное и программное обеспечение ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости;

- определить структуру ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости и оценить эффективности предложенных технических решений.

Для решения поставленных задач целесообразно использовать методы технической кибернетики, теоретических основ разработки газоконденсатных месторождений, метрологии, математического моделирования, теории статистических решений, вычислительной математики, объектно-ориентированного программирования.

Таким образом, результаты исследований системы ПСШ обводненных газовых скважин как объекта измерения позволили сформулировать цель исследования и выявить основные параметры, измеряемые в процессе эксплуатации, для построения ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости.

#### **1.4 Выводы по первому разделу**

1. Анализ особенностей добычи и сбора продукции газоконденсатного месторождения, находящегося на завершающем этапе разработки, свидетельствует о существенном росте числа обводненных газовых скважин при сохранении потенциальной возможности их дальнейшей эксплуатации.

2. Анализ методов снижения неблагоприятных последствий обводнения скважин выявил, что наиболее перспективным является способ раздельной добычи газа и пластовой жидкости с использованием насосной откачки жидкости на основе установки электроцентробежного насоса.

3. Исследования показали, добыча газа с насосной откачкой пластовой жидкости из обводненных газовых скважин УЭЦН сопровождается нарушением теплового равновесия электродвигателя насоса, что требует построения ИИС, которая обеспечит косвенную оценку дополнительного, критичного для эксплуатации, метрологического параметра – динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважины.

4. Анализ системы ПСШ как объекта измерения позволил выявить противоречия, вызванные проблемами практики добычи углеводородов на поздних этапах эксплуатации месторождений, и отсутствием методов в теории, позволяющим преодолеть указанные проблемы.

5. Результаты исследований системы ПСШ обводненных газовых скважин как объекта измерения позволили сформулировать цель исследования и выявить основные параметры, измеряемые в процессе эксплуатации, для построения ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости.

## **2 МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ «ПЛАСТ-СКВАЖИНА-ШЛЕЙФ» С УПРАВЛЯЕМОЙ НАСОСНОЙ ОТКАЧКОЙ ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ**

В результате анализа системы ПСШ были выявлены основные параметры, измеряемые в процессе эксплуатации, для построения ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости. Данный раздел посвящен разработке способа определения параметров управляемой насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин и разработке модели технологических процессов системы «пласт-скважина-шлейф» с управляемой откачкой пластовой жидкости из обводненных газовых скважин с УЭЦН.

### **2.1 Методические основы достижения потенциальной добычи продукции обводненных газовых скважин**

#### **2.1.1 Способ совершенствования технологических режимов работы системы «пласт-скважина-шлейф»**

Задание технологического режима работы скважины подразумевает подбор условий эксплуатации, обеспечивающих максимальный дебит при минимальных затратах пластовой энергии [45, 148]. Работа скважин характеризуется индикаторными кривыми. Эти кривые описывают зависимость устьевых давлений от дебита и являются важнейшими характеристиками для определения технологических режимов работы системы [16, 21, 43]. На форму индикаторной кривой оказывают влияние как детерминированные, так и случайные факторы. Величина забойного давления зависит от глубины скважины, гидравлических характеристик НКТ, состава добываемой продукции и давления на устье скважины.

Для каждой газовой скважины, в продукции которой содержится жидкость, существует минимально возможный дебит, т.е. дебит, при котором возможен стационарный режим работа скважины. Такой режим работы определяется как общим перепадом давлений между устьем и забоем, так и скоростью потока, обеспечивающей вынос жидкости из скважин.

Большую роль в устойчивой работе скважины играет диаметр НКТ,

увеличение которого снижает гидравлические потери и позволяет более эффективно использовать имеющийся перепад давлений, но при этом снижается скорость потока в НКТ, что может привести к зависанию жидкости в стволе и далее к самоглушению скважины.

На рисунке 2.1 представлены характеристики работы системы «пласт-скважина» - индикаторные кривые притока углеводородов (1) и пластовой воды (2) к скважине, а также зависимости давления на устье скважины при движении газа (однофазный поток) и газоконденсатной смеси с пластовой водой.

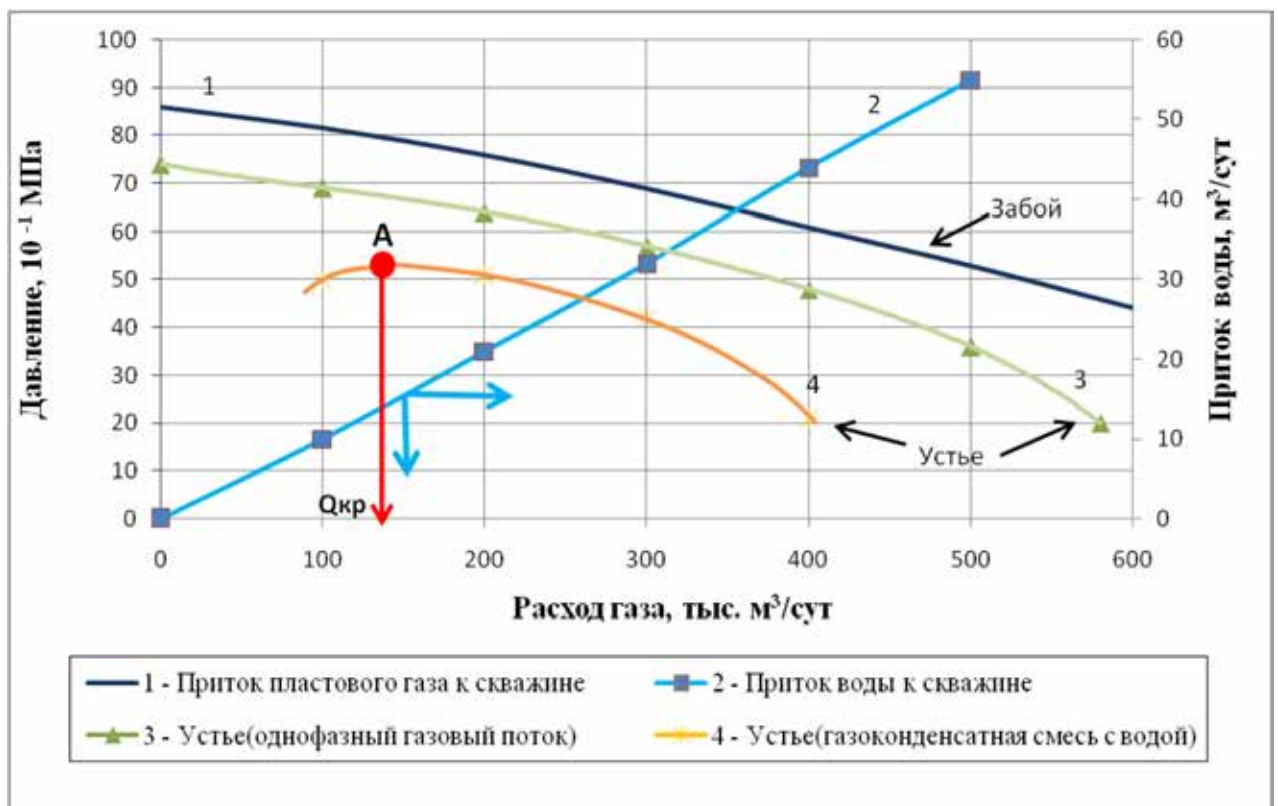


Рисунок 2.1 – Индикаторные кривые системы «пласт-скважина»

Индикаторная кривая (1) описывает приток пластового газа к забою скважины, связывая величину забойного давления от дебита скважины по газу. Прямая (2) характеризует приток жидкости к забою скважины. Кривая (3) отображает зависимость давления на устье скважины от дебита при работе «сухим газом», то есть при движении по стволу скважины однофазного потока. Кривая (4) описывает зависимость устьевого давления от дебита скважины, при наличии в продукции пластовой воды [3].

Наличие жидкости в вертикальном потоке газа существенно меняет форму кривой – на ней появляется точка максимума *A*. Данная точка определяет минимальный дебит ( $Q_{кр}$ ), который обеспечивает полный вынос жидкости из скважины. Часть кривой левее точки *A*, соответствует режиму работы скважины, который не обеспечивает полный вынос жидкости.

Таким образом, анализ рисунка 2.1 показывает, что часть пластовой энергии расходуется на вынос жидкости.

Для описания совместной работы скважины и шлейфа необходимо в координатах «расход – давление» построить характеристику скважины и характеристику работающего с ней шлейфа. Точка пересечения этих кривых будет характеризовать параметры стабильной работы системы «скважина – шлейф».

На рисунке 2.2 представлены характеристики работы системы ПСШ: кривые притока газа (1) и пластовой воды (2) к забою скважины, зависимость давления на устье скважины от дебита при работе «сухим» газом (3) и при наличии в продукции пластовой воды (4), а также зависимость давления в начале шлейфа от расхода смеси при заданном давлении в конце шлейфа для случая транспортировки «сухого» газа (5) и газоконденсатной смеси с водой (6).

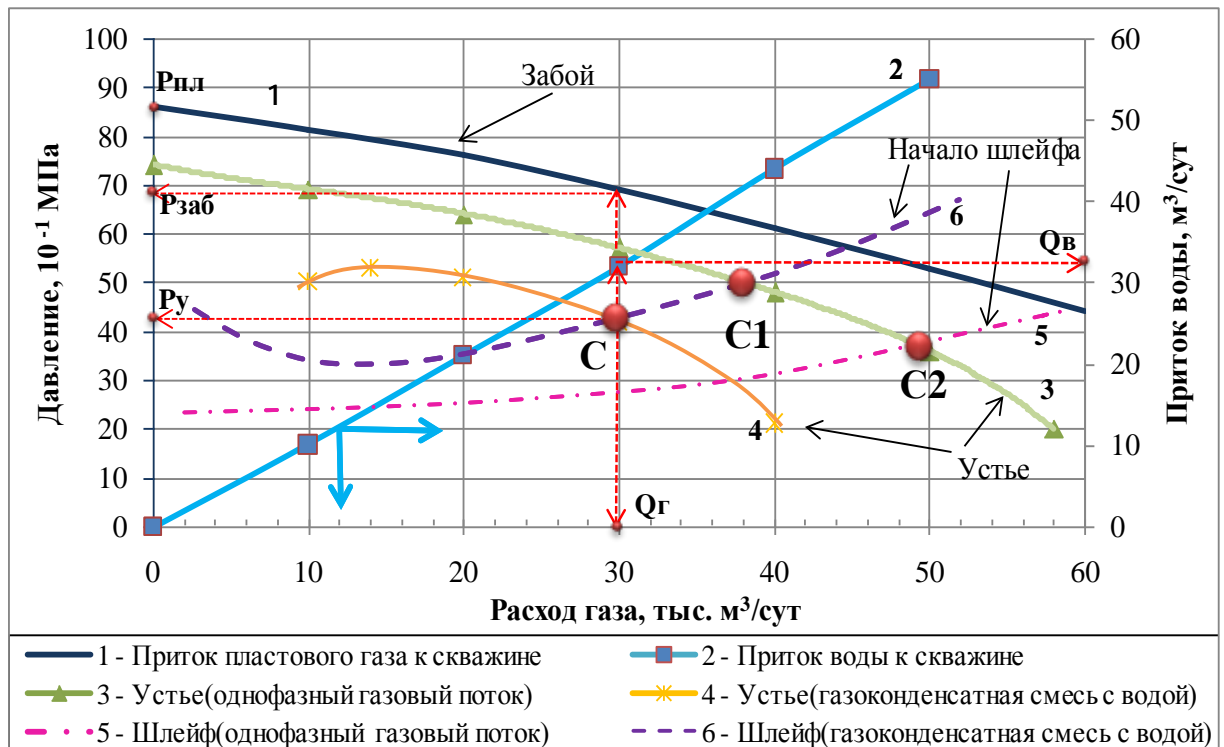


Рисунок 2.2 – Характеристики работы системы «пласт-скважина-шлейф»

Пересечение кривых (4) и (6) в точке  $C$  определяет единственно возможный режим работы системы при наличии в продукции скважины воды.

Точка  $C$  одновременно принадлежит характеристике скважины и характеристике шлейфа, поэтому давление в этой точке – это давление на устье скважины ( $P_y$ ) и также давление в начале шлейфа ( $P_{ни} = P_y$ ). Расход газа в этой же точке – есть дебит скважины по газу ( $Q_2$ ). Если от значения дебита ( $Q_2$ ) через точку  $C$  провести прямую, то точке пересечения с кривой (1) соответствует давление на забое скважины ( $P_{зab}$ ), а точке пересечения с кривой (2) – дебит скважины по воде ( $Q_6$ ).

Анализ кривых рисунка 2.2 показывает, что часть пластовой энергии расходуется на вынос пластовой жидкости из скважины и её транспортировку по шлейфу.

Исследованы два способа экономии пластовой энергии в системе ПСШ, расходуемой на вынос и транспортировку жидкости (рисунок 2.3).

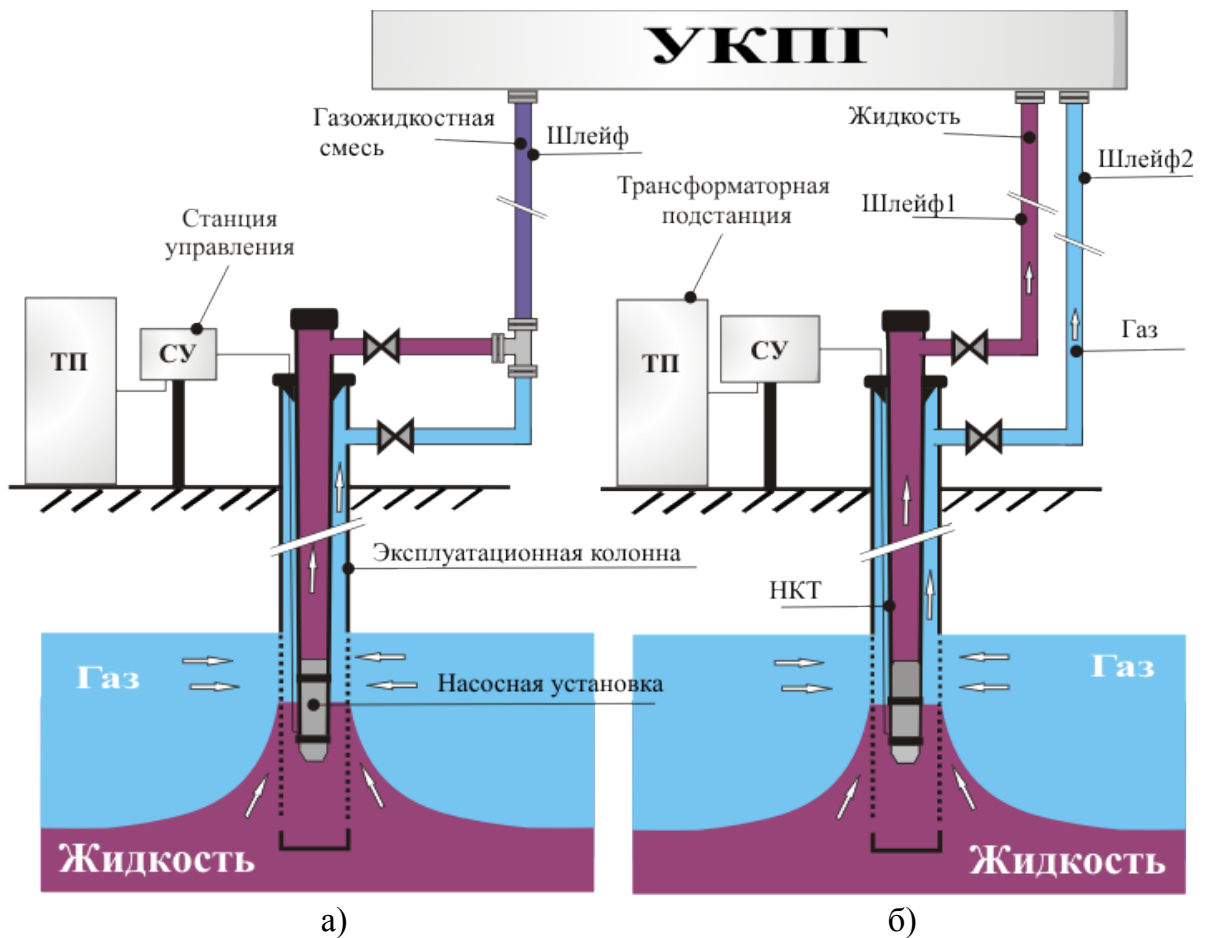


Рисунок 2.3 – Варианты подключения скважины к УКПГ

Первый способ (рисунок 2.3-а) реализует отдельную добычу и совместную транспортировку газа и жидкости по одному шлейфу, что не исключает затраты пластовой энергии на транспортировку газожидкостного потока по шлейфу. При этом стационарный режим работы системы ПСШ характеризуется точкой  $C1$ , расположенной на пересечении кривых (3) и (6) (рисунок 2.2).

Второй способ (рисунок 2.3-б) подразумевает отдельную добычу газа и жидкости с отдельной их транспортировкой по двум шлейфам. На рисунке 2.2 пересечение кривых (3) и (5) в точке  $C2$  определяет стационарный режим работы системы ПСШ при данном способе.

В большинстве скважин ОНГКМ имеется только один шлейф. Поэтому, увеличение дебита газа за счет реализации второго способа (точка  $C2$ ) потребует дополнительных вложений.

Разделение продукции скважины на газовый и жидкостной потоки предлагается обеспечить за счет установки на забое погружного насоса (например, электроцентробежного насоса - УЭЦН).

Насос будет подавать жидкость по насосно-компрессорным трубам на устье скважины, а газ добываться по затрубному пространству. Реализация такого технологического режима работы скважины позволит сместить точку  $C$  к  $C1$  ( $C2$ ) и обеспечить увеличение дебита по газу. Система управления насосом определяет перемещение точки  $C$  к  $C1$  ( $C2$ ) за счет поддержания определенного уровня жидкости в скважине.

Таким образом, обоснована концепция совершенствования технологических режимов работы системы «пласт-скважина-шлейф» в условиях обводнения газовых скважин. Суть концепции заключается в отдельной добыче газа и жидкости. Разделение продукции скважины на газовый и жидкостной потоки можно обеспечить за счет установки на забое погружного насоса, при этом насосом жидкость будет подаваться по насосно-компрессорным трубам на устье скважины, а газ добываться по затрубному пространству. Насосная откачка воды позволит обеспечить максимальный дебит газа при минимальных затратах пластовой энергии. Откачка пластовой жидкости с помощью внешней энергии освободит часть пластовой энергии для дополнительной добычи газа.



## 2.1.2 Структура информационно-измерительной системы управляемой насосной откачки пластовой жидкости

На рисунке 2.4 предложена структура ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости [12, 33, 60, 98, 104, 106, 107, 128].

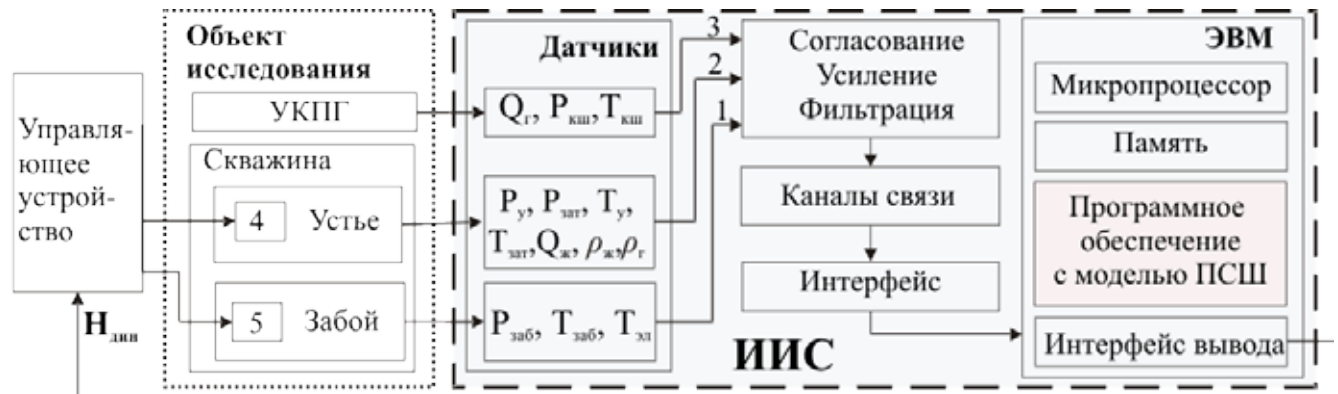


Рисунок 2.4 – Структура ИИС управляемой откачки пластовой жидкости

Датчики измеряют параметры объекта исследования: 1–давление ( $P_{заб}$ ), температуру ( $T_{заб}$ ) на забое скважины, температуру электродвигателя ( $T_{эл}$ ); 2– давление ( $P_y, P_{зат}$ ) и температуру ( $T_y, T_{зат}$ ) на устье и в затрубном пространстве скважины, расход ( $Q_{ж}$ ) и плотность ( $\rho_{ж}$ ) жидкости, плотность газа ( $\rho_g$ ); 3–давление ( $P_{кш}$ ), температуру ( $T_{кш}$ ) в конце шлейфа, расход газа ( $Q_g$ ).

Предварительная подготовка данных (согласование, усиление, фильтрация), передача по информационным каналам через интерфейс ИИС обеспечивает определение исходной информации для расчета динамического уровня жидкости ( $H_{дин}$ ). Модельное значение динамического уровня жидкости является задающим воздействием контура управления ПЭД (5) на забое скважины и клапана-регулятора (4) на устье скважины.

Таким образом, предложена структура ИИС управляемой откачки пластовой жидкости обводненной газовой скважины с УЭЦН, отличительной особенностью которой является использование системы моделирования для расчета динамического уровня жидкости в скважине. Этот вывод позволяет перейти к разработке математического обеспечения ИИС для моделирования системы ПСШ с насосной откачкой пластовой жидкости.

## 2.2 Модель системы «пласт-скважина-шлейф» с насосной откачкой пластовой жидкости

### 2.2.1 Модель притока газа и воды к забою скважины

Характеристику притока пластового газа к забою скважины (кривая 1 на рисунке 2.2) можно построить, используя результаты газогидродинамических исследований (значения  $P_{заб}$  и  $Q_г$ ), по зависимости вида [126]

$$(P_{пл}^2 - P_{заб}^2) = C \times Q_г^n, \quad (2.1)$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление, МПа;

$P_{заб}$  – давление на забое скважины, МПа;

$Q_г$  – дебит газа при стандартных условиях (СтУ), тыс. м<sup>3</sup>/сут;

$n, C$  – коэффициенты притока газа,  $n$  изменяется в пределах от 0,5 до 1,0.

Коэффициенты притока газа  $n, C$  определяются экспериментально по данным измерения величин  $P_{заб}$  и  $Q_г$ .

После логарифмирования выражение (2.1) преобразуется в

$$\log(P_{пл}^2 - P_{заб}^2) = \log(C Q_г^n). \quad (2.2)$$

При наличии двух режимов исследования (при которых измеряются значения  $P_{заб}$  и  $Q_г$ ) из уравнения (2.1) определяется коэффициент  $n$ , если же известна одна точка на индикаторной кривой (измеренные  $P_{заб}$  и  $Q_г$  на одном режиме исследования), то в качестве первого приближения можно принять  $n$  равной 1.

При наличии двух режимов исследования, при подстановке в (2.2) пар измеренных значений ( $P_{заб1}, Q_{г1}$ ) и ( $P_{заб2}, Q_{г2}$ ) получаются выражения

$$\log(P_{пл}^2 - P_{заб1}^2) = \log C + \log Q_{г1}^n, \quad (2.3)$$

$$\log(P_{пл}^2 - P_{заб2}^2) = \log C + \log Q_{г2}^n. \quad (2.4)$$

При вычитании уравнения (2.3) из (2.4) получается зависимость для нахождения коэффициента  $n$

$$n = \frac{\log \frac{P_{пл}^2 - P_{заб2}^2}{P_{пл}^2 - P_{заб1}^2}}{\log \frac{Q_{z2}}{Q_{z1}}} \quad (2.5)$$

Значение коэффициента  $C$  определяется при подстановке известных  $P_{заб1}$ ,  $Q_{z1}$  и  $n$  в выражение

$$C = \frac{(P_{пл}^2 - P_{заб1}^2)}{Q_{z1}^n} \quad (2.6)$$

Приток жидкости к забою скважины описывается уравнением [54]

$$P_{пл} - P_{заб} = A \times Q_{жс} + B, \quad (2.7)$$

где  $Q_{жс}$  – расход жидкости, м<sup>3</sup>/сут;

$A$ ,  $B$  – коэффициенты притока жидкости.

Здесь также необходимо иметь две точки исследования, но при отсутствии данных можно в первом приближении использовать и одну точку, приняв коэффициент  $B$  равным 0, и найти неизвестный коэффициент  $A$  по зависимости

$$A = \frac{P_{пл} - P_{заб}}{Q_{жс}} \quad (2.8)$$

Зависимость дебита жидкости от дебита газа (прямая 2 на рисунке 2.2)

$$Q_{жс} = C \times Q_z^n / (A \times (P_{пл} + P_{заб})) \quad (2.9)$$

Математические модели притока газа и жидкости из продуктивного пласта к забою скважины определяют зависимость дебитов газа и жидкости от разницы между пластовым и забойным давлениями скважины.

Таким образом, полученные зависимости обеспечивают построение индикаторных кривых притока газа и жидкости к забою скважины.

### 2.2.2 Моделирование работы скважины

Разработкой модели движения продукции по стволу скважины занимались как отечественные ученые - З.А. Алиев [54], С.Н. Бузинов [18], А.И. Гриценко

[42], В.Н. Грон [43], Г.А. Зотов [54], О.В. Клапчук [85], В.А. Мамаев [38, 85], А.Х. Мирзаджанзаде [88, 89, 90, 105], И.Т. Мищенко [91, 92], Г.Э. Одишария [38, 85], так и зарубежные исследователи - А. Ansari [151], К. Aziz [152], Н. D. Beggs [153], Н. Jr. Duns [154], N.C. Ros [154], J. Orkiszewski [158], Дж. Брилл [16, 151, 155, 157], Х. Мукерджи [16, 96, 155, 157], А.П. Силаш [132].

Для построения характеристики работы скважины (модели движения продукции в вертикальных и наклонных скважинах с однорядным лифтом НКТ переменного диаметра), необходимы данные о параметрах конструкции скважины и свойствах добываемой продукции [16, 126].

Типичная конструкция газовой скважины с однорядным лифтом НКТ переменного диаметра представлена на рисунке 2.5.

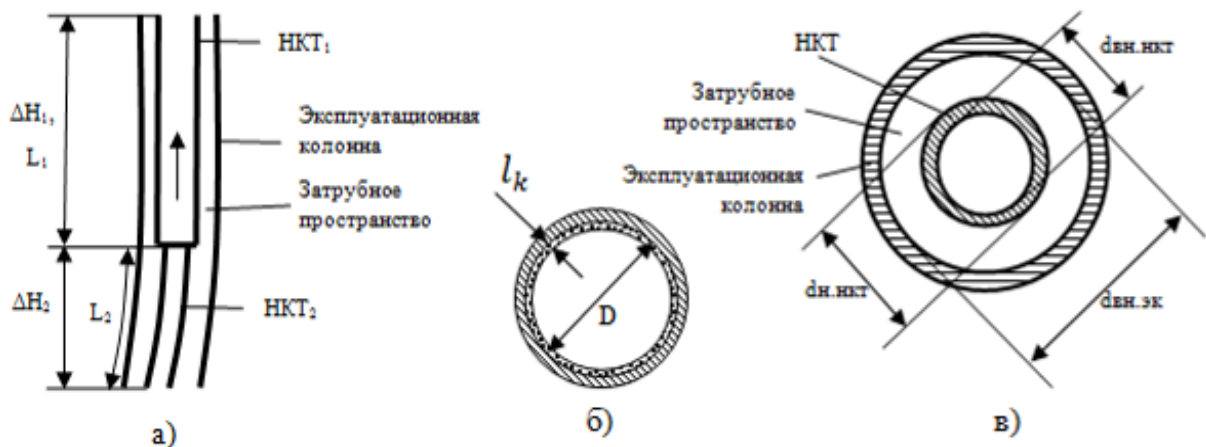


Рисунок 2.5 – Параметры конструкции скважины

В эксплуатационную колонну (ЭК) с внутренним диаметром  $d_{вн.эк}$  вставлены две НКТ (рисунок 2.5-а). Первая труба вертикальная с перепадом высот  $\Delta H1$  между началом и концом, длиной  $L1$  и диаметром  $d1$ , вторая - наклонная с параметрами  $\Delta H2$ ,  $L2$  и  $d2$  соответственно.

Важным параметром трубы является абсолютная шероховатость поверхности стенки ( $lk$ ), представленная на рисунке 2.5-б.

Для построения характеристики работы скважины по затрубному пространству используется эквивалентный диаметр  $d_э$ , который находится по зависимости [126]

$$d_{\text{э}} = (d_{\text{вн.эк}} - d_{\text{н.нкт}})^3 \times (d_{\text{вн.эк}} + d_{\text{н.нкт}})^2, \quad (2.10)$$

где  $d_{\text{вн.эк}}$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

$d_{\text{н.нкт}}$  – наружный диаметр НКТ, м.

К свойствам транспортируемой продукции относятся плотности, объемные расходы газа и жидкости, вязкость газа, приведенные к СтУ.

При гидравлическом расчете скважины изначально все свойства газожидкостной смеси пересчитываются в зависимости от направления расчета для рабочих условий (РУ) – давления и температуры на устье или забое скважины. В процессе пошагового вычисления по участкам труб свойства продукции приводятся к средним по длине каждого расчетного участка давлению и температуре [126]. Потери давления по длине скважины определяются как сумма потерь давления на каждом участке методом последовательных приближений [32].

Для построения характеристики скважины, работающей «сухим» газом по затрубному пространству (кривая 3 на рисунке 2.2) используется зависимость

$$P_{\text{заб}} = \sqrt{P_{\text{зат}}^2 \times e^{2 \times S_{\text{см}}} + 1,413 \times 10^{-12} \times K_2 \times J_2 \frac{T_{\text{ср}}^2 \times Z_{\text{ср}}^2 \times Q_2^2}{d_{\text{э}}^5} (e^{2 \times S_{\text{дин}}} - 1)}, \quad (2.11)$$

где  $P_{\text{зат}}$  – давление на выходе из затрубного пространства скважины, МПа;

$T_{\text{ср}}$  – средняя температура по стволу скважины в РУ, К;

$K_2$  – коэффициент гидравлической эффективности,  $K_2 \geq 0$ .

Коэффициент сверхсжимаемости газовой смеси  $Z_{\text{ср}}$  определяется из соотношения

$$Z_{\text{ср}} = 0,41 \lg \frac{P_{\text{ср}}}{T_{\text{кр}}} + 0,73 \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{кр}}} + \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{кр}}}, \quad (2.12)$$

где  $P_{\text{ср}}$  – среднее давление по стволу скважины в РУ, МПа;

$P_{\text{кр}}$ ,  $T_{\text{кр}}$  – критическое давление в МПа и критическая температура в К, определяются по зависимостям из приложения Б (Б.13, Б.14);

Коэффициент Рейнольдса по газу  $Re_2$  находится по зависимости

$$Re_2 = K \frac{Q_2 \bar{r}_2}{d_3 m_2}, \quad (2.13)$$

где  $K$  – размерный коэффициент, равен  $1777 \text{ кгж}^2/\text{м}^4$  при СтУ;

$Q_2$  – дебит газа при СтУ, тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;

$\bar{r}_2$  – относительная (по воздуху) плотность газа, находится из уравнения приложения Б (Б.12).

Вязкость неполярных газов и их смесей  $\mu_2$  находится по формуле Старлинга и Эллингтона [46]

$$\mu_2 = \mu_{2am} \exp\left(b \times \frac{c}{\rho_{2PY}}\right) / 10^4, \quad (2.14)$$

где  $\mu_2$  – вязкость газовой смеси в РУ, мПаж;

$\rho_{2PY}$  – плотность газовой смеси в РУ,  $\text{г}/\text{см}^3$ .

Ниже представлены выражения для вычисления коэффициентов  $b$ ,  $c$  и вязкости газовой смеси при атмосферном давлении  $\mu_{2am}$  (мкПаж)

$$\mu_{2am} = \frac{(9,41 + 0,02M) \times (1,8T_{cp})^{1,5}}{209 + 19M + 1,8T_{cp}}; \quad (2.15)$$

$$b = 3,5 + 547,8 / (1,8T_{cp}) + 0,01M; \quad (2.16)$$

$$c = 2,4 - 0,2b, \quad (2.17)$$

где  $M$  – молекулярная масса газовой смеси.

Коэффициент гидравлического сопротивления газовой смеси  $\lambda_2$  и относительную шероховатость стенки трубы  $\varepsilon$  находят из уравнений

$$\lambda_2 = \frac{1}{4 \frac{\varepsilon}{d} \frac{5,62}{\rho_2} \frac{1}{Re_2^{0,9}} + \frac{e}{7,41 d}}; \quad (2.18)$$

$$e = 2l_k / (10d_{вн}), \quad (2.19)$$

где  $l_k$  – абсолютная шероховатость стенки трубы, мм.

Параметры  $S_{cm}$  и  $S_{дин}$  определяются из выражений

$$S_{cm} = 0,03415 \times \overline{r_z} \times H / (T_{cp} \times Z_{cp}), \quad (2.20)$$

$$S_{дин} = 0,03415 \times \overline{r_z} \times L / (T_{cp} \times Z_{cp}), \quad (2.21)$$

где  $H$  – глубина скважины от устья до середины интервала перфорации, м;

$L$  – длина трубы от устья до середины интервала перфорации, м.

Для построения характеристики скважины при движении газожидкостного потока по НКТ (кривая 4 на рисунке 2.2) используется уравнение вида

$$P_{заб} = \sqrt{P_y^2 \times e^{2 \times S_{0cm}} + 1,413 \times 10^{-12} \times K_z \times J_z \frac{T_{cp}^2 \times Z_{cp}^2 \times Q_{см}^2}{r \times d_{вн.нкт}^5} (e^{2 \times S_{0дин}} - 1)}, \quad (2.22)$$

где  $P_y$  – давление на выходе из НКТ, МПа;

$Q_{см}$  – объемный расход газожидкостной смеси при СтУ, м<sup>3</sup>/сут.

В выражении (15) параметр  $\rho$  находят из соотношения

$$r = j + (1 - j) \times r_{жс} / r_z, \quad (2.23)$$

где  $\rho_{жс}$ ,  $\rho_z$  – плотность жидкости и газа при СтУ, кг/м<sup>3</sup>;

$\varphi$  – истинное газосодержание.

Значения  $S_{0cm}$  и  $S_{0дин}$  находятся из выражений

$$S_{0cm} = 0,03415 \times \overline{r_z} \times H \times r / (T_{cp} \times Z_{cp}), \quad (2.24)$$

$$S_{0дин} = 0,03415 \times \overline{r_z} \times L \times r / (T_{cp} \times Z_{cp}). \quad (2.25)$$

Модели движения продукции по стволу скважины в НКТ и затрубном пространстве между НКТ и эксплуатационной колонной устанавливают зависимости потерь давления между забоем и устьем скважины, основная часть которых приходится на преодоление силы тяжести и на трение о поверхность труб движущейся продукции скважины.

Таким образом, полученные зависимости обеспечивают построение индикаторных кривых движения продукции (газ и жидкость) по стволу скважины.

### 2.2.3 Моделирование работы шлейфа

Разработкой модели движения продукции по шлейфу занимались такие оте-

чественные исследователи как Р.А. Алиев [5], В.Д. Белоусов [5], А.И. Гриценко [42], А.П. Гужов [44], О.В. Калашников [61], О.В. Клапчук [47, 85], Г.С. Лутошкин [83], В.А. Мамаев [38, 47, 85], И.Т. Мищенко [91, 92], Г.Э. Одишария [38, 47, 85], так и зарубежные ученые А.П. Силаш [132], Д. Чисхолм [145] и др.

Для построения характеристики трубопровода, транспортирующего газожидкостную смесь (кривая 6 на рисунке 2.2), необходимы данные о параметрах трубопровода и свойствах перекачиваемой продукции [140].

Модели движения двухфазной смеси в трубопроводе основаны на первоначальном прогнозе для каждого расчетного участка структуры течения и дальнейшего нахождения градиента давления по характерным для данного режима зависимостям. Данные модели учитывают существование пробкового и кольцевого режимов течения смеси на восходящих участках, а на нисходящих – кольцевого, пробкового и расслоенного режимов.

Для построения характеристики трубопровода, транспортирующего газожидкостную смесь, необходимы данные о параметрах трубопровода и свойствах перекачиваемой продукции.

К параметрам трубопровода относятся его внутренний диаметр ( $D$ ), абсолютная шероховатость внутренней поверхности, подробный профиль трассы. Рельефный профиль трассы трубопровода рассматривают как совокупность восходящих и нисходящих участков [132]. На рисунке 2.6 представлена схема участка шлейфа.

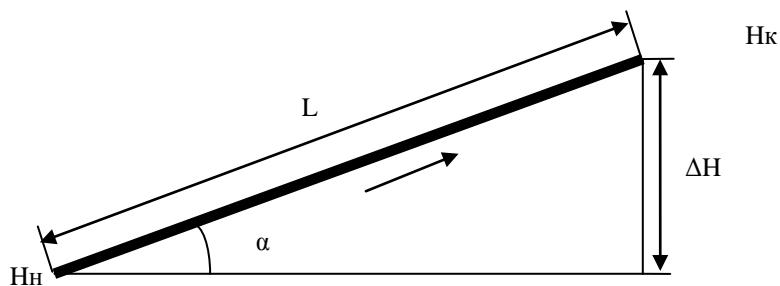


Рисунок 2.6 – Схема участка шлейфа



Для каждого участка, при известных длине  $L$  и перепаде высот  $\Delta H$  между началом  $H_n$  и концом  $H_k$  участка по направлению движения продукции, определяется угол наклона к горизонту из соотношения

$$\sin a = \Delta H/L. \quad (2.26)$$

При гидравлическом расчете трубопровода изначально все свойства газожидкостной смеси пересчитывают для РУ – давления и температуры в начале трубопровода. В процессе пошагового вычисления по участкам трубопровода свойства продукции приводятся к средним по длине каждого расчетного участка давлению и температуре [85].

Потери давления по длине трубопровода находятся как сумма потерь давления на каждом участке трубопровода методом последовательных приближений.

Потери давления по длине трубы при пробковом режиме течения определяются по зависимости [47]

$$\frac{DP}{DL} = \frac{\lambda_{см}}{2D} \times \frac{G_{см}^2}{\rho \times D^5} \times \frac{(1-h)^2}{(1-j) \times r_{жPY}} + \frac{h^2}{j \times r_{гPY}} \times \left[ (1-j) \times r_{жPY} + j \times r_{гPY} \right] \times g \times \sin a, \quad (2.27)$$

где  $\lambda_{см}$  – коэффициент гидравлического сопротивления газожидкостной смеси;

$G_{см}$  – массовый расход газожидкостной смеси при СтУ, кг/сут;

$\eta$  – массовое расходное газосодержание;

$\rho_{ж}$  – плотность жидкости в РУ, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, равное 9.81, м/с<sup>2</sup>.

Для нахождения потерь давления на участке трубопровода с кольцевым режимом течения используют зависимость [47]

$$\frac{DP}{DL} = \frac{\lambda_{см}}{2D} \times \frac{Q_{жPY}^2}{\rho \times D^5} \times \frac{r_{жPY}}{(1-j)^2 \times 2 \times D} + \left[ (1-j) \times r_{жPY} + j \times r_{гPY} \right] \times g \times \sin a, \quad (2.28)$$

где  $Q_{ж}$  – объемный расход жидкости, м<sup>3</sup>/сут.

Для расслоенного режима течения характерна зависимость вида [47]

$$\frac{DP}{DL} = \frac{r_{гPY} \times \omega_{гPY}^2 \times Q_{см}}{2 \times \rho \times D^2} + r_{гPY} \times g \times \sin a, \quad (2.29)$$

где  $\omega_{гPY}$  – скорость безнапорного течения газа в наклонной трубе, м/с;

$D_2$  – гидравлический диаметр, м.

Характеристика трубопровода, транспортирующего «сухой» газ (кривая 5 на рисунке 2.2), строится по зависимости из норм технологического проектирования газопроводов [102]

$$Q_2 = c_1 \times D^{5/2} \times \sqrt{\frac{P_H^2 - P_K^2 \times \frac{1}{c_1} + \frac{\bar{r}_2 \times h_K}{14,64 \times T_{cp} \times Z_{срш}}}{\bar{r}_2 \times \lambda_{гш} \times T_{cp} \times Z_{срш} \times L + \frac{\bar{r}_2}{29,28 \times T_{cp} \times Z_{срш} \times L} \times \sum_{i=1}^n (h_i + h_{i-1})}}, \quad (2.30)$$

где  $c_1$  – коэффициент, равен 105,087;

$D$  – внутренний диаметр шлейфа, м;

$P_H, P_K$  – абсолютные давления в начале и конце участка шлейфа, МПа;

$\lambda_{гш}$  – коэффициент гидравлического сопротивления газа на участке шлейфа;

$Z_{срш}$  – средний по длине шлейфа коэффициент сжимаемости газа;

$L$  – длина участка шлейфа, м;

$h_K$  – превышение или снижение конечной точки расчетного участка относительно начальной точки, м;

$h_i$  – превышение (снижение)  $i$ -ой точки трассы относительно начальной точки, м;

$l_i$  – длина  $i$ -го элемента участка газопровода, м.

Характеристика трубопровода, при движении по нему однофазного жидкостного потока, строится по соотношению из ведомственных строительных норм [34]

$$G_{жс} = 0,785 \times \sqrt{\frac{2 \times D^5 \times r_{жс} \times [P_H - P_K - (h_K - h_H) \times g \times r_{жс}]}{K_2 \times \lambda_{жш} \times L}}, \quad (2.31)$$

где  $\lambda_{жш}$  – коэффициент гидравлического сопротивления жидкости на участке шлейфа.

Математические модели движения однофазной (газ или жидкость) и двухфазной (газ и жидкость) продукции в шлейфе, учитывающие существование пробкового и кольцевого режимов течения смеси на восходящих участках, а на нисходящих – кольцевого, пробкового и расслоенного режимов, устанавливают зависимости потерь давления в шлейфе, основная часть которых приходится на

преодоление силы тяжести и на трение о поверхность шлейфа движущейся продукции скважины.

Таким образом, полученные зависимости обеспечивают построение индикаторных кривых движения продукции (газ, жидкость) скважины по шлейфу.

#### 2.2.4 Моделирование насосной откачки пластовой жидкости

При подборе УЭЦН для конкретной скважины определяется требуемое давление нагнетания насоса и соответствующая ему мощность электродвигателя [84].

Давление нагнетания насоса  $P_n$  рассчитывается по выражению [84]

$$P_n = P_{уст} + 1,27 \times Q_{ж}^2 \times r_{ж} \frac{\lambda}{\rho} \times \frac{L_1}{D_1^5} + l_2 \times \frac{L_2}{D_2^5} \quad (2.32)$$

где  $P_{уст}$  - давление на входе в установку, МПа;

$\lambda_1, \lambda_2$  - коэффициенты гидравлического сопротивления шлейфа и НКТ;

$L_1, L_2$  - длина шлейфа и глубина установки насоса от устья скважины, м;

$D_1, D_2$  - диаметры шлейфа и НКТ, мм.

Мощность электродвигателя, необходимая для работы глубинного насоса, определяется по зависимости [62]

$$N_{эл} = \frac{Q_{ж} \times (P_{вых} - P_{вх})}{h_n \times \eta_n \times \eta_{эл}}, \quad (2.33)$$

где  $P_{вых}$  - давление на выходе из насоса, МПа;

$\eta_n, \eta_{п}, \eta_{эл}$  - коэффициенты полезного действия (КПД) насоса, привода насоса и электродвигателя.

Математические модели насосной откачки пластовой жидкости устанавливают зависимость между давлением нагнетания насоса и потерями давления в НКТ и шлейфе при добыче и транспортировке заданного расхода жидкости, что, в свою очередь, позволяет определить требуемую для вращения ступеней электроцентробежного насоса мощность электродвигателя в обводненной газовой скважине.

Модельное значение давления  $P_{дин}$ , соответствующее динамическому уровню жидкости  $H_{дин}$  (рисунок 2.4) в затрубном пространстве скважины при расчете

от забоя скважины, определяется по зависимости вида [22]

$$P_{дин} = P_{заб} - r_{ж} \times (H_{заб} - H_{дин}) / 10^4. \quad (2.34)$$

Таким образом, полученные математические зависимости для подсистем «пласт», «скважина», «шлейф», «насос» формируют математический аппарат ИИС, обеспечивающий постоеие индикаторных кривых работы системы ПСШ обводненных газовых скважин, для описания состояния системы с насосной откачкой пластовой жидкости электроцентробежным насосом. ИИС обеспечивает расчет давления, соответствующего динамическому уровню жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины.

### **2.3 Проверка адекватности моделирующего аппарата системы «пласт-скважина-шлейф»**

Проверка адекватности используемого математического аппарата ограничена гидродинамическими моделями, учитывающими условия движения газожидкостной продукции (газ, конденсат, вода) по шлейфу. Остальные модели работы системы ПСШ являются фундаментальными в газовой промышленности [124], адекватность которых доказана в процессе эксплуатации ИГТМ.

В июле – сентябре 2012 года проведены исследования работы шлейфовых трубопроводов ОНГКМ с целью определения реальных потерь давления при движении по шлейфу газожидкостной продукции, а также для проверки адекватности расчетных моделей трубопровода, транспортирующего двухфазную продукцию. Получены замеры на 9-ти шлейфовых трубопроводах УКПГ-1, 8 и 14. В [26] представлены результаты исследований работы шлейфового трубопровода от СРГ-7 до УКПГ-14 в период с 26 по 31 июля 2012 года.

Параметры шлейфового трубопровода представлены в таблице 2.1, а его профиль - на рисунке 2.7.

Таблица 2.1 – Исходные данные – параметры участков трубопровода

№	Длина участка, м	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм
1	20292	219	16
2	1358	168	12

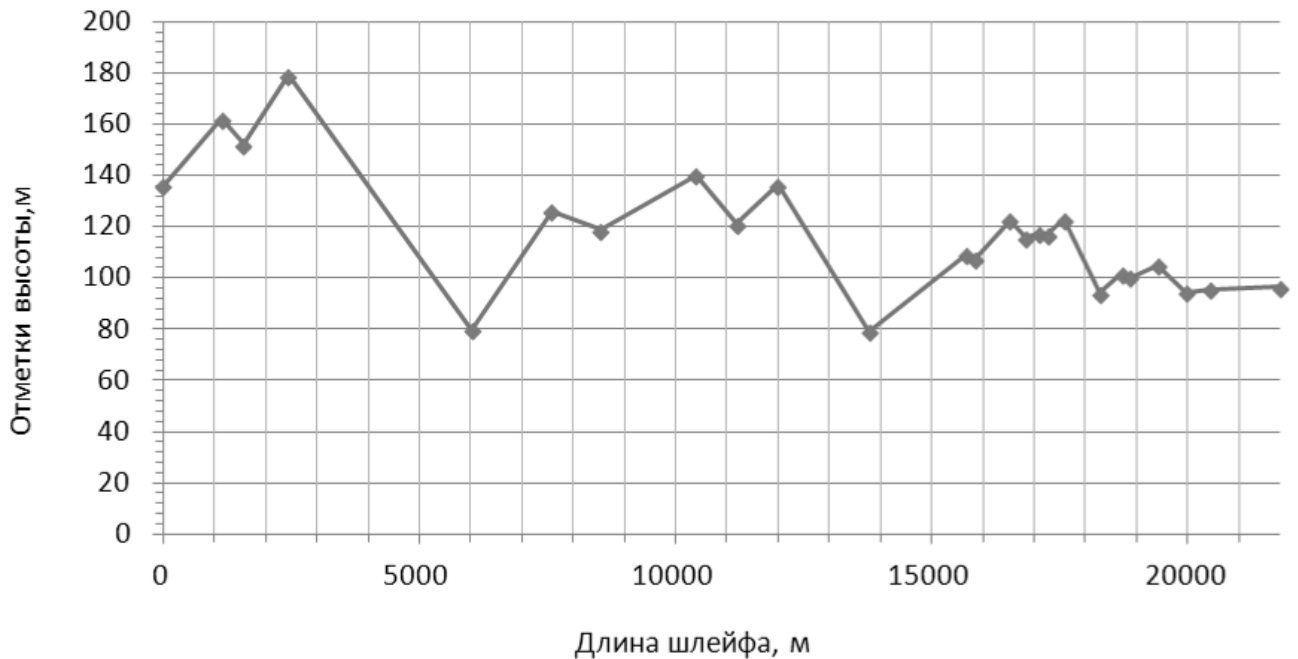


Рисунок 2.7 – Профиль шлейфа

Замеры давления в начале и в конце шлейфа осуществлялись синхронно приборами МТУ-04. Замер расходов газа и жидкости проводился каждый час измерителями типа «СуперФлоу» (мгновенное значение расхода) [66] и «Nord» (накопленное количество жидкости за 1 час, приведенное к суточному расходу) [70] соответственно [2, 116].

На всем временном интервале (с 26 по 31 июля 2012 года) было выбрано 11 участков, характеризующиеся минимальными колебаниями давления в начале и в конце трубопровода. Усредненные данные по этим участкам приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Исходные данные – результаты замеров давлений и расходов

№	Дата замера	Время замера		$P_{ср}, 10^{-1} \text{ МПа}$	$P_{бвн}, 10^{-1} \text{ МПа}$	Расход газа, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Расход жидк., м <sup>3</sup> /сут
		с	до				
1	27.07.2012	15:00	18:00	57,12	35,82	458,10	9,00
2	27.07.2012	18:30	21:00	56,72	35,79	458,16	7,20
3	28.07.2012	3:30	10:30	56,38	36,11	458,28	8,25
4	28.07.2012	15:00	19:00	56,91	36,36	456,38	11,04
5	29.07.2012	1:30	5:30	56,69	36,10	460,61	5,76
6	29.07.2012	13:00	14:30	57,25	36,09	456,88	8,00
7	29.07.2012	17:30	20:30	56,78	36,16	465,96	6,24
8	29.07.2012	21:00	23:00	56,63	35,86	465,48	7,80
9	30.07.2012	0:00	6:30	56,63	35,76	465,84	7,88
10	30.07.2012	18:00	19:30	55,98	36,32	454,96	8,80
11	30.07.2012	20:00	21:30	55,83	36,22	454,72	8,80

Данные по одному из таких участков представлены на рисунке 2.8 (замеры от 27.07.2012).

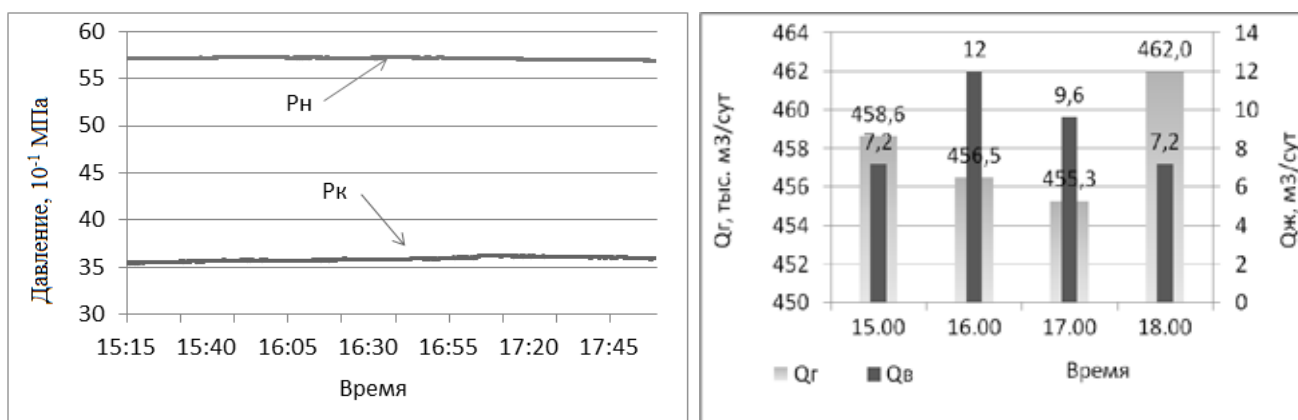


Рисунок 2.8 – Результаты замеров давлений и расходов в шлейфе от 27.07.2012 г.

По результатам замеров проведены поверочные гидравлические расчеты работы трубопровода.

Исходные данные для расчетов приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Исходные данные – значения параметров для расчетов

Параметр	Размерность	Значение
Плотность газа при стандартных условиях	кг/м <sup>3</sup>	0,78
Плотность жидкости при стандартных условиях	кг/м <sup>3</sup>	1150
Средняя температура	К	283,15
Абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенок трубопровода	м	0,2·10 <sup>-3</sup>
Вязкость жидкости	мПа·с	0,0011
Поверхностное натяжение жидкости	Н/м	0,07

Расчеты проводились по трем моделям: модели из ведомственных норм проектирования трубопроводов (ВСН) [34], модели Калашникова [61] – модель для расчета работы трубопроводов из программы «ГазКондОил» и модели 3 – предложенная модель для расчета движения однофазных и двухфазных смесей в системе «пласт-скважина-шлейф» [25].

Относительные погрешности [97, 146] результатов расчетов определялась по двум параметрам [16]: по конечному давлению шлейфа и по перепаду давления в шлейфе (рисунок 2.9).

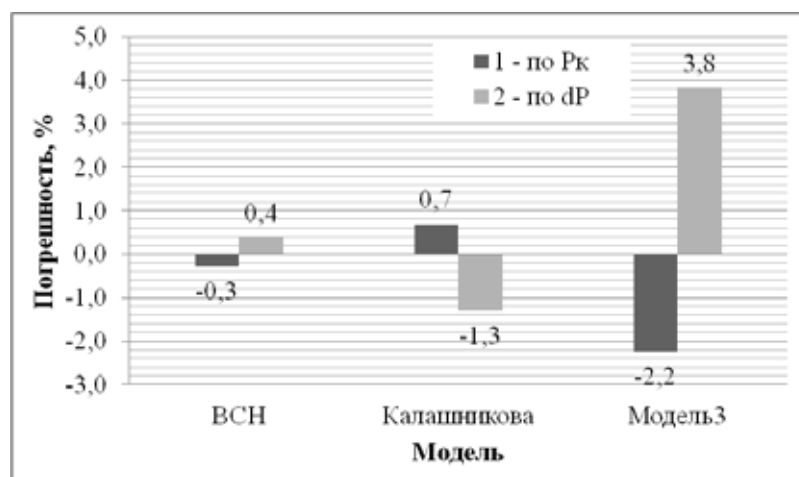


Рисунок 2.9 – Погрешность результатов расчетов

Анализ диаграммы на рисунке 2.9 показывает, что средние погрешности расчета по моделям для анализируемых параметров не превышают 3,8%, что находится в допустимых пределах статистической погрешности [124, 146].

Таким образом, погрешность вычислений по модели перекачки газожидкостной смеси по шлейфу с учетом насосной откачки пластовой жидкости по сравнению с экспериментальными по двум параметрам (перепаду давлений в шлейфе и давлению в конце шлейфа) составила 2,2% и 3,8% соответственно, что доказывает адекватность используемого математического аппарата моделирования.

## **2.4 Выводы по второму разделу**

1. Обоснована концепция совершенствования технологических режимов работы системы ПСШ в условиях обводнения газовых скважин. Суть концепции заключается в раздельной добыче газа и жидкости. Разделение продукции скважины на газовый и жидкостной потоки можно обеспечить за счет установки на забое погружного насоса, при этом насосом жидкость будет подаваться по насосно-компрессорным трубам на устье скважины, а газ добываться по затрубному пространству. Насосная откачка воды позволит обеспечить максимальный дебит газа при минимальных затратах пластовой энергии. Откачка пластовой жидкости с помощью внешней энергии освободит часть пластовой энергии для дополнительной добычи газа.

2. Предложен способ определения параметров управляемой насосной откачки пластовой жидкости, отличительной особенностью которого является использование системы моделирования для расчета динамического уровня жидкости в скважине.

3. Предложена структурная схема ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости, обеспечивающей повышение дебита по газу при условии сохранения теплового равновесия электродвигателя погружного насоса.

4. Полученные математические зависимости для подсистем «пласт», «скважина», «шлейф», «насос» формируют математический аппарат ИИС, обеспечивающий построение индикаторных кривых работы системы ПСШ обводненных газовых скважин, для описания состояния системы с насосной откачкой пластовой жидкости электроцентробежным насосом. ИИС обеспечивает расчет давления,



соответствующего динамическому уровню жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины.

5. Погрешность вычислений по модели перекачки газожидкостной смеси по шлейфу с учетом насосной откачки пластовой жидкости в сравнении с экспериментальными данными по перепаду давлений в шлейфе и давлению в конце шлейфа составила 2,2% и 3,8% соответственно, что доказывает адекватность используемого аппарата моделирования.

### **3 РАЗРАБОТКА ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЯЕМОЙ НАСОСНОЙ ОТКАЧКИ ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ**

Для совершенствования ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин с помощью УЭЦН, необходимо развитие существующего информационного и программного обеспечения ИИС. Требуется разработать методику определения уровня жидкости в затрубном пространстве газовой скважины с использованием модельных и измеренных характеристик обводненной скважины и алгоритм оценки динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважины.

#### **3.1 Интегрированная геолого-технологическая система моделирования газоконденсатного месторождения**

В службе контроля разработки месторождений для выполнения геологического и газогидродинамического моделирования пластовых систем, моделирования системы добычи, сбора и подготовки углеводородов используется программная система «Интегрированная геолого-технологическая модель газоконденсатного месторождения» [122].

Функциональная модель [103] ИГТМ представлена на рисунке 3.1.

Существует также программное обеспечение по подбору насосного оборудования к нефтяным скважинам («Автотехнолог» [127]), моделирования добычи продукции из скважины [30, 39], моделирования работы системы сбора продукции со скважин («ГазКондОил» [61]) и другие [52, 131].

Однако в этих программных продуктах отсутствует возможность моделирования работы системы ПСШ с насосной откачкой пластовой жидкости из обводненных газовых скважин, необходимая в ИИС для определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважины. Поэтому существующее информационное и программное обеспечение ИИС требуют совершенствования.

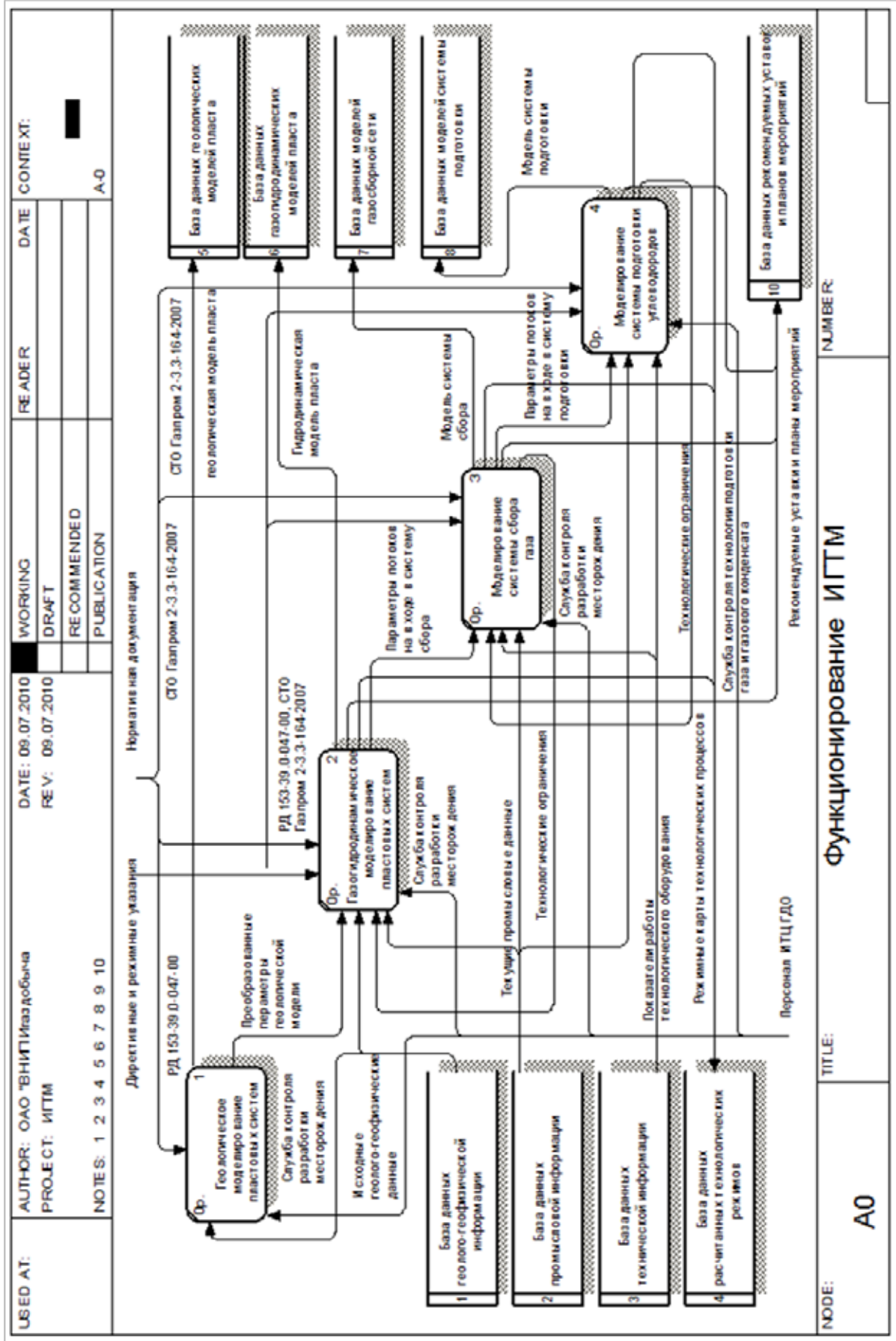


Рисунок 3.1 – Функциональная модель ИГТМ [122]

Таким образом, недостаток существующего программного обеспечения ИГТМ добычи продукции газовых скважин заключается в отсутствии модели работы системы ПСШ с откачкой пластовой жидкости погружным электроцентробежным насосом, которая необходима для определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважины.

### **3.2 Методика определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины**

Автором совместно с Н.А. Соловьевым разработана методика определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины [22], которая базируется на использовании ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости, предложенной в разделе 2.1.2, для измерения параметров системы ПСШ и расчета динамического уровня жидкости  $H_{дин}$  с использованием зависимостей, сформированных в разделах 2.3 и 2.5.

Методика определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины включает в себя 3 этапа: прием с датчиков измеренных значений параметров системы ПСШ, статистическая обработка измеренных значений, расчет динамического уровня жидкости по итерационному алгоритму с учетом измеренных параметров системы ПСШ.

1. На первом этапе осуществляется прием измеренных датчиками значений параметров системы ПСШ: манометрами - давлений  $P_y$ ,  $P_{заб}$  в МПа, термометрами - температур  $T_y$ ,  $T_{заб}$  в К на выходе из затрубного пространства устья скважины и на глубине забоя скважины  $H_{заб}$  в м при входе в центробежный насос; расходомером – расхода газа  $Q_2$  в тыс. м<sup>3</sup>/сут, устройством для отбора проб - плотности газа  $\rho_2$  в кг/м<sup>3</sup> и плотности жидкости  $\rho_{ж}$  в кг/м<sup>3</sup>.

2. Далее производится статистическая обработка измеренных значений - проверка распределения измеренные значения параметров  $P_y$ ,  $P_{заб}$ ,  $T_y$ ,  $T_{заб}$ ,  $Q_2$ ,  $\rho_2$ ,  $\rho_{ж}$  на заданном временном интервале  $\Delta t$  на соответствие нормальному закону, определение средних значений параметров [146].

3. На следующем этапе рассчитывается значение динамического уровня жидкости  $H_{дин}$  по итерационному алгоритму последовательных приближений расчетного значения забойного давления  $P_{заб}^{расч}$  от устья скважины до его равенства измеренному давлению  $P_{заб}$  с точностью, не превышающей значения инструментальной погрешности измерительных приборов, по зависимости

$$P_{заб}^{расч} = P_{дин} + r_{жс} \times (H_{заб} - H_{дин}) / 10^4. \quad (3.1)$$

где  $P_{дин}$  – модельное значения давления, соответствующего динамическому уровню жидкости, МПа, которое определяется на основе формулы (2.11) при подстановке в уравнение (2.20) вместо глубины  $h$  значения  $H_{дин}$  при расчете к забою скважины

$$P_{дин} = \sqrt{P_y^2 \times e^{2S_{см}} + \frac{1,413 \times 10^{-12} \times J_z \times T_{cp}^2 \times Z_{cp}^2 \times Q_z^2 \times (e^{2S_{дин}} - 1)}{d_3^5}}, \quad (3.2)$$

где  $T_{cp}$  – средняя температура газа в затрубном пространстве от устья до глубины  $H_{дин}$ , К, рассчитываемая по соотношению

$$T_{cp} = \frac{2}{3} T_y + (T_{заб} - T_y) \cdot (H_{дин} / H_{заб}) / 2. \quad (3.3)$$

В формуле (3.2) эквивалентный диаметр затрубного пространства  $d_3$  в мм, находится по зависимости (2.10).

Коэффициент сверхсжимаемости газовой смеси  $Z_{cp}$  в выражении (3.2) вычисляется по уравнению (2.12), где  $P_{cp}$  – среднее давление газа в затрубном пространстве от устья до  $H_{дин}$ , рассчитываемое по соотношению

$$P_{cp} = (P_y + P_{дин}) / 2. \quad (3.4)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления газа  $\lambda_2$  в формуле (3.2) вычисляется по зависимости (2.18), где  $\varepsilon$  – относительная шероховатость стенки труб определяется по формуле

$$\varepsilon = 2 \times l_k / d_3, \quad (3.5)$$

где  $l_k$  – абсолютная шероховатость стенки трубы, м;

Параметры  $S_{см}$  и  $S_{дин}$  в формуле (3.2) рассчитываются по выражениям

$$S_{см} = 0,03415 \times r_z \times H_{дин} / (T_{cp} \times Z_{cp}); \quad (3.6)$$

$$S_{дин} = 0,03415 \times \bar{\gamma}_z \times L / (T_{cp} \times Z_{cp}), \quad (3.7)$$

где  $\bar{\gamma}_z$  – относительная (по воздуху) плотность газа, находится из уравнения приложения Б (Б.12);

$L$  – длина НКТ от устья скважины до глубины  $H_{дин}$ , м.

Таким образом, предложена методика определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины на основе модели системы ПСШ в составе ИИС с учетом измеряемых величин: давления и температуры на устье и забое скважины, расхода и плотности газа, плотности жидкости.

### **3.3 Разработка информационного и программного обеспечения ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости**

#### **3.3.1 Выбор и обоснование инструментальных средств программирования**

Создание программного обеспечения (ПО) является сложным процессом, в котором главную роль играет человек, вынужденный управлять большим количеством информации, связанной с используемыми программой алгоритмами, структурами данных и способами их взаимодействия [86].

Для хранения данных чаще всего используются реляционные базы данных (БД). Для управления базами данных используются системы управления базами данных (СУБД) [31].

Выбор инструментальных средств начинается с обзора СУБД существующих на рынке ПО, это InterBase от фирмы Borland, MS Access от Microsoft и MySQL от Sun Microsystems. Результат их сравнения инструментальных средств разработки БД приведён в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Сравнительные характеристики СУБД

СУБД	InterBase	MS Access	MySQL
1	2	3	4
Фирма производитель	Borland	Microsoft	Sun Microsystems
Дата появления	1985	1992	1996
ОС	Windows, Mac OS X, Linux, UNIX	Windows	Windows, Mac OS X, Linux, BSD, UNIX, FreeBSD
Возможность создания локальной БД	Да	Да	Да
Поддерживаемая модель данных	Реляционная	Реляционная	Реляционная
Требования к аппаратному обеспечению	Pentium <sup>®</sup> II-266, RAM 64, Net 10Mb/s (клиент-серверная арх.); Windows 98SE/Me	Pentium <sup>®</sup> II-266, RAM 64, Windows 98SE/Me	Pentium <sup>®</sup> II-266, RAM 64, Net 10Mb/s (клиент-серверная арх.); Windows 98SE/Me
Наличие встроенного языка	SQL, PL/SQL	VBA	SQL
Поддержка стандарта SQL [143]	Да	Да	Да
Технология создания БД и объектов БД	Визуально, с использованием SQL	Визуально, с использованием SQL	С использованием SQL
Формат файла (файлов) БД	*.gdb	.mdb - Access Database (2003 and earlier) .mde - Protected Access Database, with compiled VBA (2003 and earlier) .accdb - Access Database (2007) .acdde - Protected Access Database, with compiled VBA	mysql хранит данные в нескольких типах таблиц, каждая имеет свое расширение. Общее расширение для всех это frm, MYD, MYI
Максимальный размер записи	Неограниченный	16MB	64KB
Максимальное количество полей	1000	255	3398
Макс. размер BLOB поля	4GB	64KB	4GB

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4
Макс. размер CHAR	4000 байт	255 байт	64KB
Поддержка сервера БД	Да	Нет	Да
Особенности СУБД	ACID, Механизм транзакций, Unicode	Механизм транзакций, Unicode	ACID, Механизм транзакций, Unicode
Макс. размер NUMBER	64 b	32 b	64 b
Интерфейс	GUI & SQL	GUI & SQL	SQL
Максимальный объем файла БД	Неограниченный	2GB	Не ограниченный
Наличие встроенных средств для создания резервной копии БД	Да	Да	Да

Сравнительные характеристики выбранных СУБД дают общее представление о возможностях каждой из представленных СУБД. Из описанных СУБД в таблице 3.1 можно выделить две наиболее подходящих для коммерческого использования – это InterBase, MySQL. Включить MS Access в этот список нельзя, потому что эта СУБД довольно простая и предназначена для использования на одном компьютере пользователя, не обладающего большими ресурсами и не имеющего необходимости в БД больших объемов.

Исходя из результатов сравнения, следует, что InterBase является наиболее предпочтительной СУБД для разработки программной системы, т.к. данная СУБД удовлетворяет следующим требованиям для системы моделирования:

- СУБД работает как локально, так и в качестве сетевой СУБД;
- InterBase имеет неограниченный объем файла БД;
- в этой СУБД объекты БД можно создавать с помощью визуального интерфейса или командами SQL;
- данная СУБД обладает необходимыми средствами идентификации и аутентификации пользователей, так же СУБД обладает возможностью выделения прав конкретному пользователю;
- СУБД обладает большим числом программного обеспечения от различных разработчиков, наделяющим СУБД огромным спектром функций;
- данная СУБД обладает низкими системными требованиями, что позволя-



ет не покупать под неё отдельный сервер.

Для выбора языка и среды программирования для разработки приложения проведен сравнительный анализ, имеющегося на рынке ПО: Joomla [41], Delphi [10], C++ Builder [9].

Результаты сравнительного анализа отражены в таблице 3.2.

Таблица 3.2– Сравнительные характеристики средств создания приложений

Сравнительные характеристики	Название средства создания приложений		
	Joomla	Delphi	C++ Builder
1	2	3	4
Название, версия, фирма-производитель	Joomla 5.1 /Mambo CMS	Delphi 10 Borland/Inprise	C++ Builder 6 Borland/Inprise
Подход к разработке ПО	ООП	ООП	ООП
Механизмы доступа к БД	AIP	BDE	BDE
Утилиты для работы с БД	Apache	Database Desktop, BDE Administrator, SQL Bilder (контроль SQL-запросов)	Database Desktop, BDE Administrator, SQL Bilder (контроль SQL-запросов)
Наличие компонент для работы с БД	В Web - документах, подключение производится вручную	DataSource, Table, Query, DB Grid, DBNavigator, UpdateSQL, Database	DataSource, Table, Query, DB Grid, DBNavigator, UpdateSQL, Database
Поддержка стандарта языка SQL	+	+	+
Средства поддержки транзакций	+	+	+
Возможность создания исполнительного файла	создает php файл	создает EXE файл	создает EXE файл

Для работы с БД в Delphi есть несколько наборов компонентов. Каждый набор подходит для решения определенного круга задач.

Фирма Borland предоставляет средства, работающие через разные технологии, и не ограничивает программиста только своими разработками. В Delphi есть группы компонентов, которые могут использоваться в любом случае. Помимо этого, есть набор компонент для работы с СУБД InterBase, средства поддержки стандарта языка SQL, компоненты построения отчетов и диаграмм, что позволяет ускорить разработку приложений.

Так же, существуют компоненты, позволяющие получить доступ к базам данных по технологии, разработанной фирмой Borland, под названием Borland Database Engine. Эта технология сильно устарела и поставляется только для учета совместимости со старыми версиями. Но в то же время она хорошо работает с устаревшими типами баз данных (dBase, Paradox, ...) [10].

Таким образом, для создания информационно-программного обеспечения ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин выбрано средство разработки Borland Delphi 10 и СУБД InterBase 7.

### 3.3.2 Разработка информационного и программного обеспечения ИИС

В существующем программном обеспечении, рассмотренном в п. 3.1, отсутствует возможность моделирования добычи газа с насосной откачкой пластовой жидкости из обводненных газовых скважин УЭЦН.

Поэтому для ИИС управляемой откачки пластовой жидкости с УЭЦН разработана в соавторстве с А.Г. Шуэром и Н.А. Соловьевым «Программная система моделирования технологических процессов добычи и сбора продукции из обводненных газовых скважин» (ПО ИИС МДСП) [27, 28], интегрированная подсистемой ИГТМ [130].

На рисунке 3.2 представлена функциональная модель ИГТМ с учетом обводнения газовых скважин, отличающаяся от существующей модели (рисунок 3.1) наличием ПО ИИС МДСП.

На рисунке 3.3 изображена функциональная модель ПО ИИС МДСП.

В качестве управляющей информации выступают нормативные документы (СТО, ГОСТы, СНиПы, ...), директивные и режимные указания (нормы добычи согласно плана, режимы работы оборудования, технологические изменения системы сбора).

В качестве входной информации при моделировании системы добычи и сбора продукции месторождения используются полученные в результате газогидродинамического моделирования пластовых систем данные о состоянии пласта (пластовые давления, состав и свойства продукции).

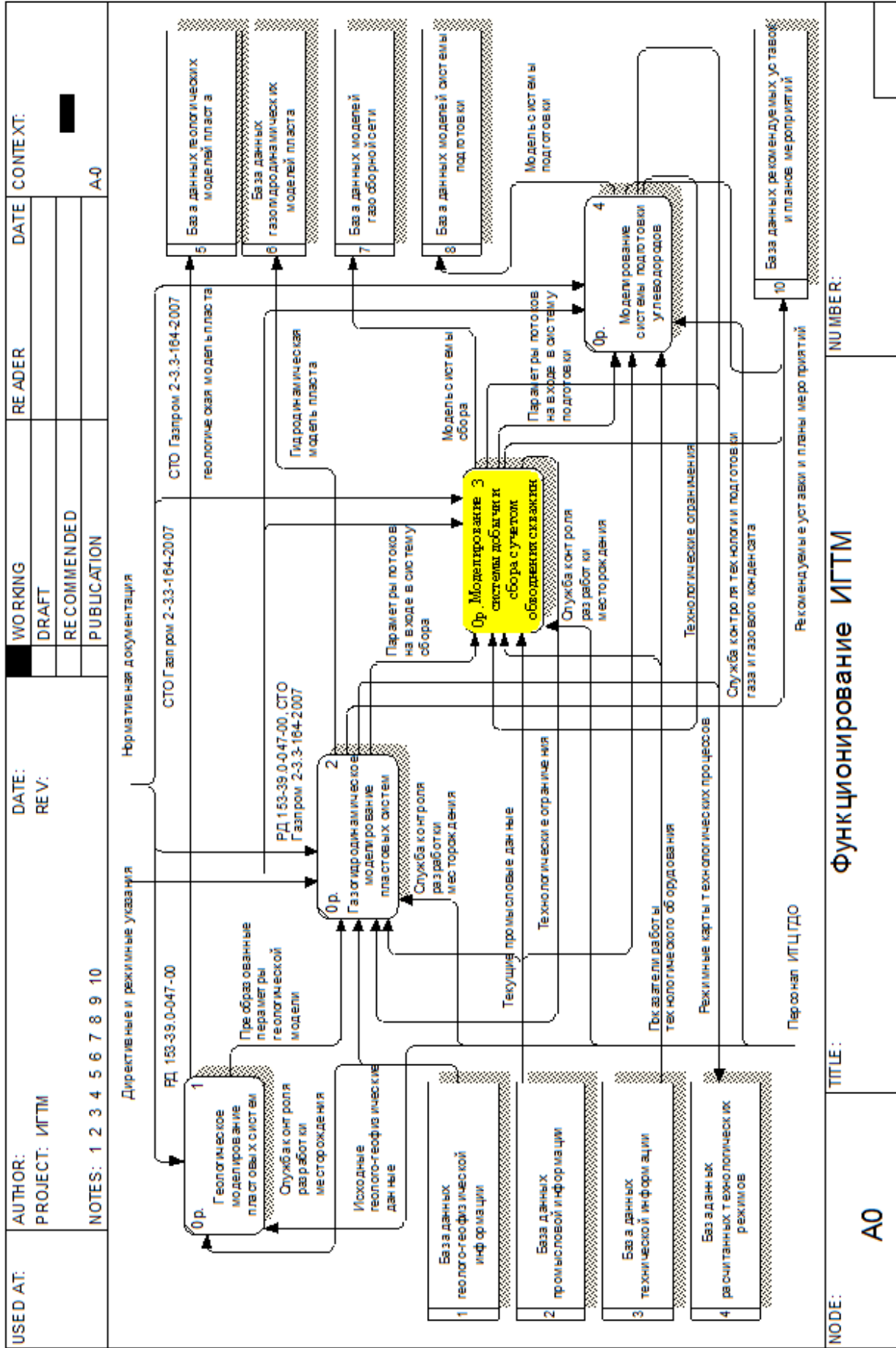


Рисунок 3.2 – Функциональная модель ИГТМ с учетом обводнения газовых скважин

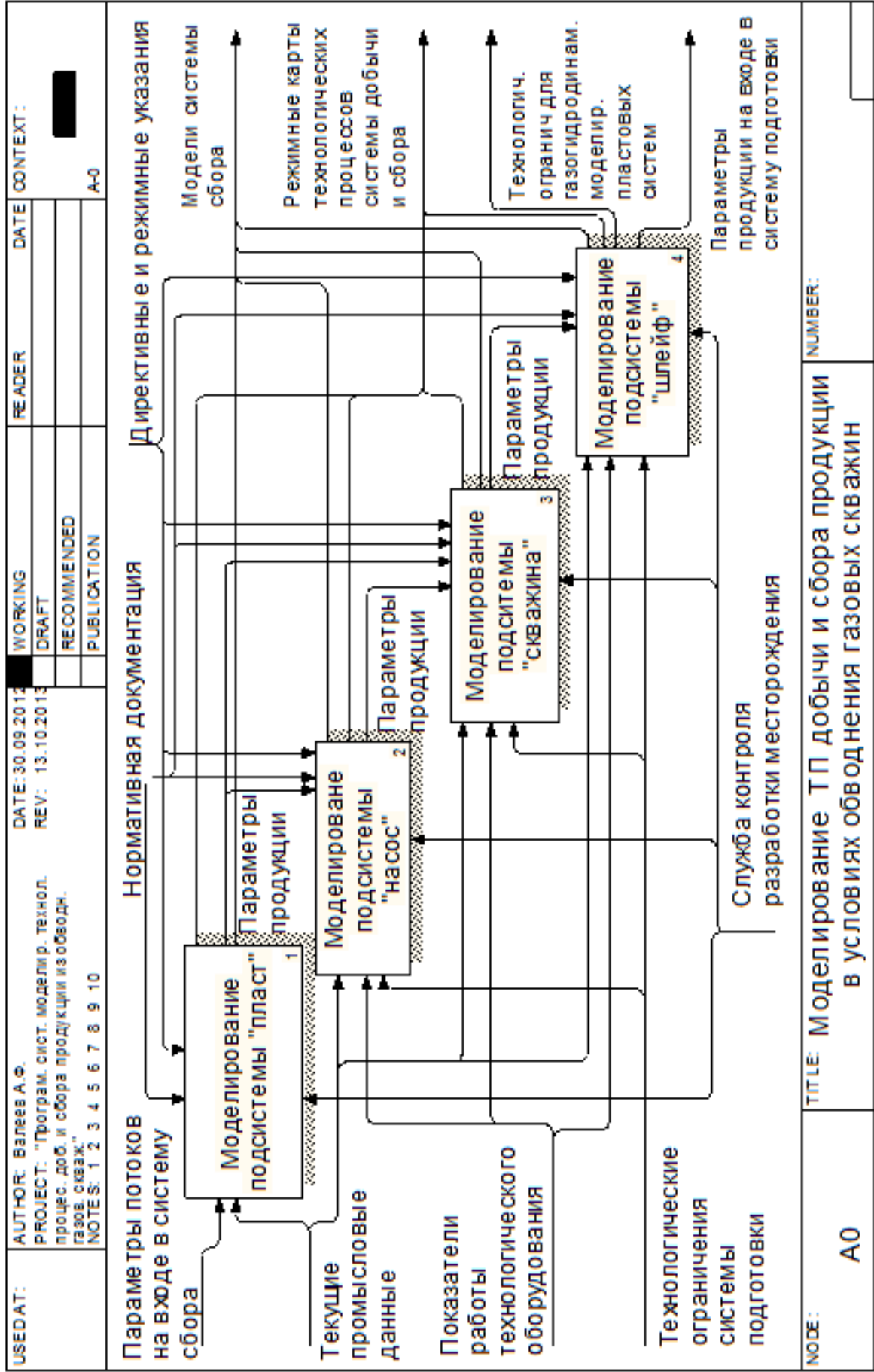


Рисунок 3.3 – Функциональная модель ПО ИИС МДСП

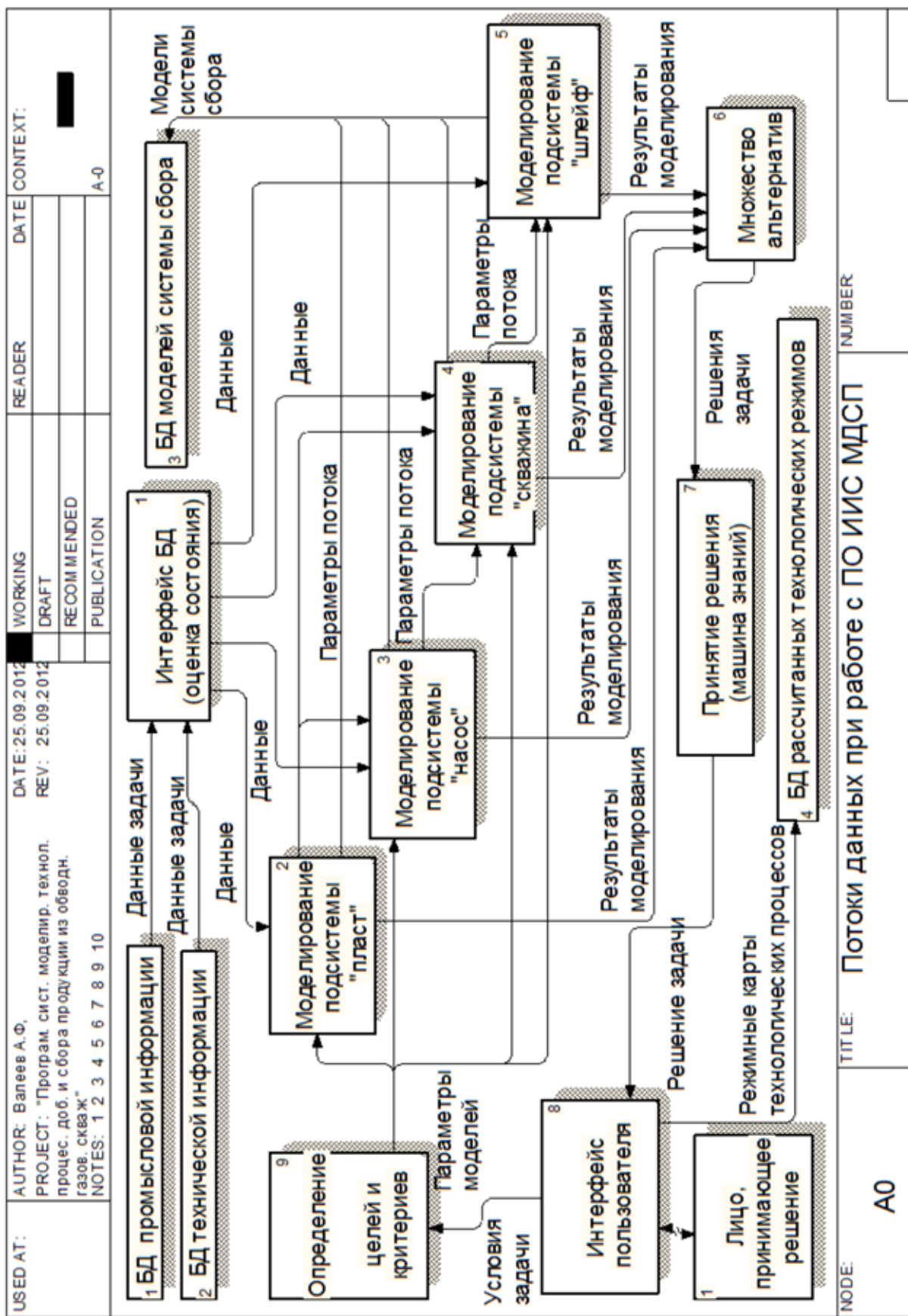
Также входной информацией являются текущие промысловые данные (геолого-технологический отчет со значениями дебитов газа и жидкости, состояние фонда скважин, технологические режимы работы скважин, результаты газодинамических, геофизических исследований [37]), данные о конструкции скважин, трубопроводов, установленном оборудовании, и технологические ограничения (давление на входе и др.) установки комплексной подготовки газа [122].

Моделирование движения продукции осуществляется последовательно по четырем подсистемам: «пласт», «насос», «скважина» и «шлейф».

Результатами моделирования являются параметры продукции (давление, расходы газа и жидкости, ...) на входе в систему подготовки продукции к транспортировке; значение динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважины; модели системы сбора (параметры моделей, схема системы добычи и сбора); режимные карты технологических процессов системы добычи и сбора (параметры системы ПСШ с применением технологии насосной добычи жидкости), технологические ограничения для газогидродинамического моделирования пластовых систем (давление на забое скважины, характеристики системы сбора); графические изображения (проекции) ствола скважины в пространстве с элементами эксплуатационного подземного оборудования относительно вскрываемых продуктивных пластов газоконденсатной залежи с учетом инклинометрии скважины.

Потоки данных при работе с ПО ИИС МДСП представлены на рисунке 3.4 [12, 59].

При моделировании работы системы ПСШ в ПО ИИС МДСП лицо, принимающее решение, (ЛПР) задает параметры моделирования через программный интерфейс. Параметры моделей поступают в модули моделирования подсистем «пласт», «насос», «скважина», «шлейф», которые запрашивают данные через интерфейс базы данных (БД) из хранилища данных (БД промысловой информации, БД технической информации), рассчитывают параметры потока продукции и через интерфейс пользователя выводят ЛПР результаты решения задачи.



TITLE: Поток данных при работе с ПО ИИС МДСП NUMBER

A0

Рисунок 3.4 – Модель информационных потоков ПО ИИС МДСП

Диаграмма классов (ДК) ПО ИИС МДСП представлена на рисунке 3.5 [82].

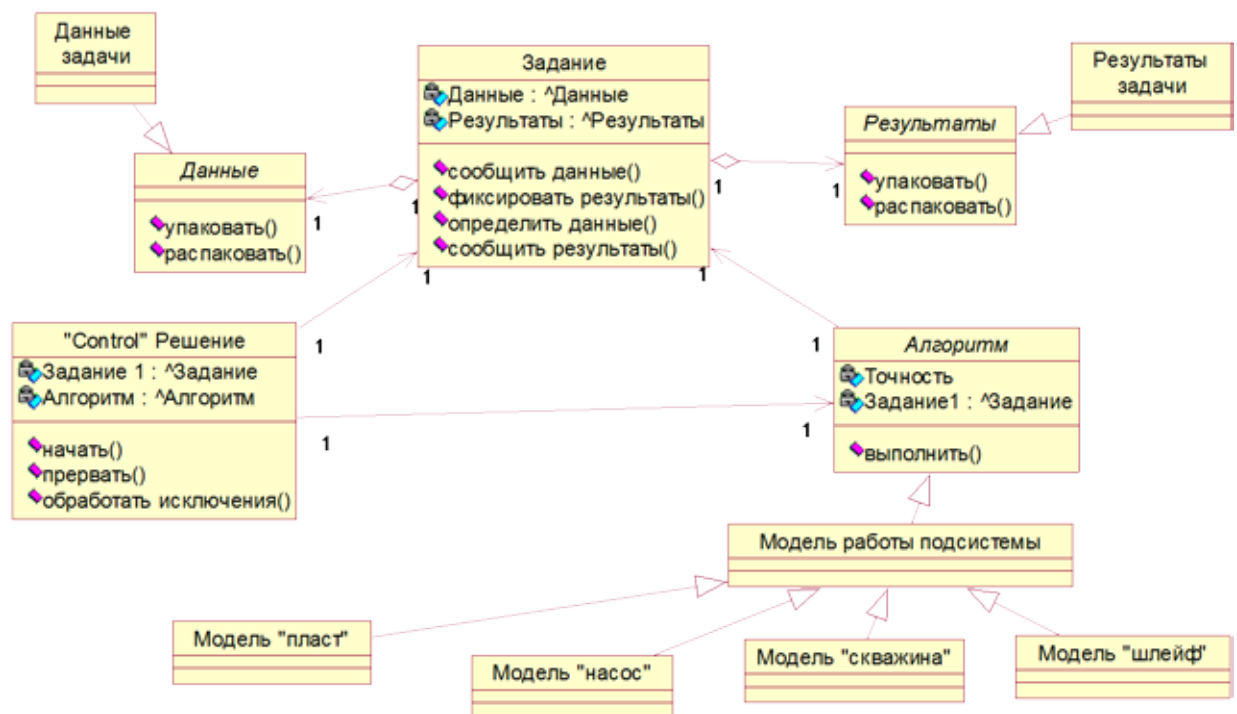


Рисунок 3.5 – Диаграмма классов ПО ИИС МДСП

Даталогическая модель БД (ДЛМ БД) промысловой и технической информации работы системы добычи и сбора продукции отражена на рисунке 3.6.

Основными сущностями БД являются: месторождение, УКПГ, блок входных ниток (БВН), трубопровод (шлейф), оборудование трубопровода, тип оборудования трубопровода, профиль трубопровода (расстояние от БВН, альтитудла, отклонение по X, Y), скважина (дата начала эксплуатации, дата ликвидации, альтитудла стола ротора), направление ствола скважины (инклинограмма), тип ствола скважины (вертикальная, наклонная, многоствольная, горизонтальная ...), оборудование (даты начала и окончания работы, начальная и конечная глубины установки), тип подземного эксплуатационного оборудования, насосная установка, насос (напор, производительность), тип насоса, электродвигатель, тип электродвигателя, давление (замеренная глубина (MD), давление, температура, дата замера), вид давления, тип давления, параметры продукции (добыча, дата замера, плотность), тип продукции, время работы скважины (фактическое и плановое), движение скважины по фонду.

ДЛМ БД и ДК созданы в среде ERWin.

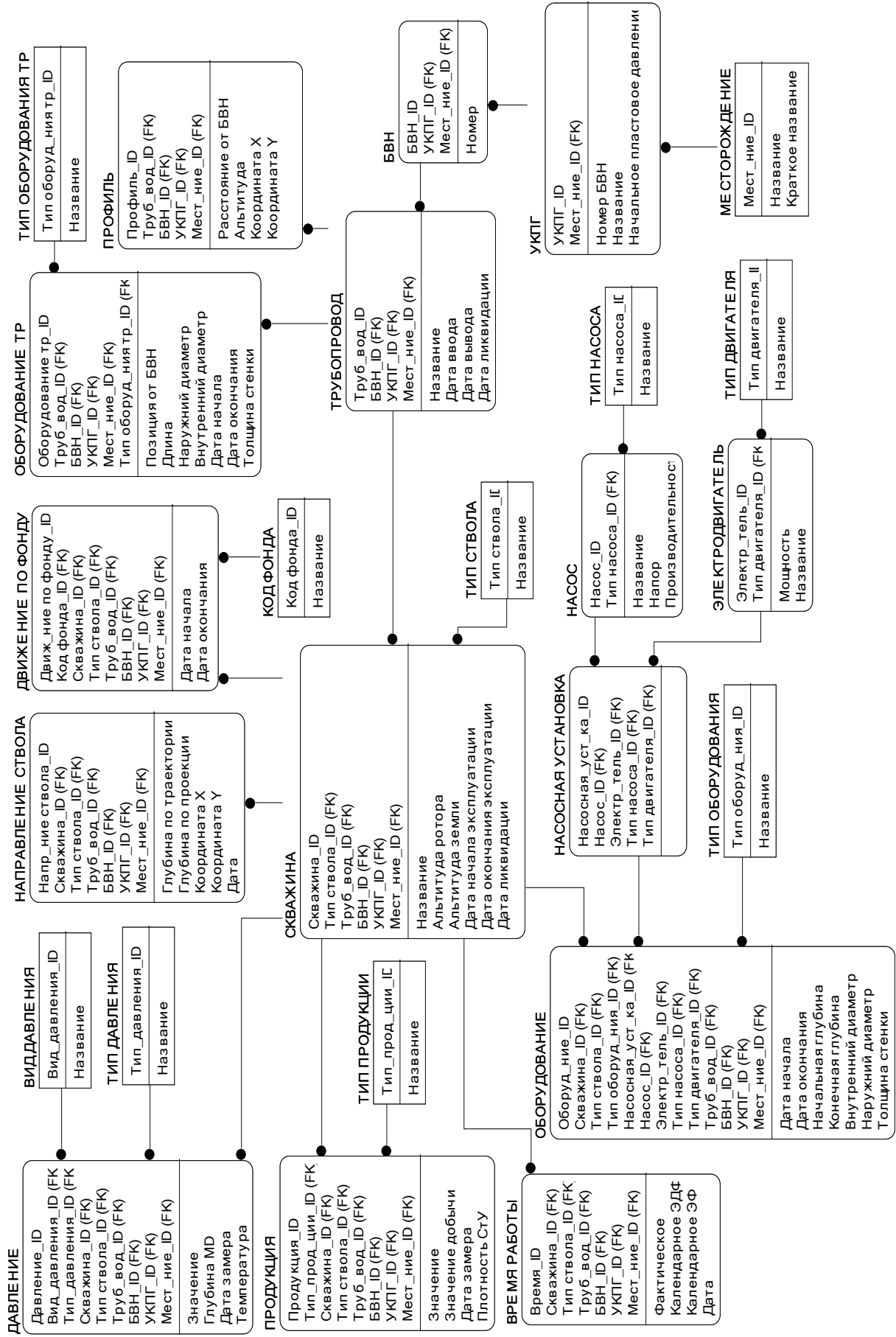


Рисунок 3.6 – Даталогическая модель базы данных ИИС



Таким образом, реализован проект информационного и программного обеспечения ИИС для определения с помощью моделирующего аппарата критичных параметров управляемой откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин с использованием УЭЦН.

Этот вывод позволяет перейти к разработке алгоритмов программного обеспечения ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости.

### 3.3.3 Разработка алгоритмов программного обеспечения ИИС управляемой насосной откачки жидкости

На основе математических моделей, описанных в п. 2.2, разработаны алгоритмы расчета движения продукции в системе добычи и сбора, позволяющие построить индикаторные кривые работы системы ПСШ и рассчитать модельное значение критичного параметра насосной откачки пластовой жидкости с забоя скважины – динамического уровня жидкости.

*Алгоритм расчета вязкости газовой смеси*

Вязкость неполярных газов и их смесей  $\mu_2$  находится по формуле Старлинга и Эллингтона [46]

$$\mu_2 = \mu_{2am} \times \exp(b \times r_{2PY}^c) / 10^4, \quad (3.8)$$

где  $\mu_2$  – вязкость газовой смеси в рабочих условиях, мПах;

$\mu_{2am}$  – вязкость газовой смеси при атмосферном давлении, мкПах;

$\rho_{2PY}$  – плотность газовой смеси в РУ, г/см<sup>3</sup>.

Выражения для вычисления коэффициентов  $b$ ,  $c$  и  $\mu_{2am}$

$$\mu_{2am} = \frac{(9,41 + 0,02M) \times (1,8T_{cp})^{1,5}}{209 + 19M + 1,8T_{cp}}; \quad (3.9)$$

$$b = 3,5 + 547,8 / (1,8T_{cp}) + 0,01M; \quad (3.10)$$

$$c = 2,4 - 0,2b, \quad (3.11)$$

где  $T_{cp}$  – температура газовой смеси в РУ, К;

$M$  – молекулярная масса.

*Алгоритмы расчета давления на забое остановленной скважины, если известно только давление на устье скважины*

**Шаг 1.** Найти параметр  $S$

$$S = 0,03415 \times \bar{r}_z \times H \times r / (T_{cp} \times Z_{cp}); \quad (3.12)$$

$$T_{cp} = (T_y + T_H) / 2; \quad (3.13)$$

$$P_{cp} = (P_y + P_H) / 2, \quad (3.14)$$

где  $H$  – глубина расчета (например, глубина средневзвешенной плоскости залежи) (м);

$T_{cp}$  – средняя температура в стволе скважины от устья до глубины  $H$ , К;

$T_y$  – температура на устье скважины (К), если не известна – равна 283,15, К;

$T_H$  – температура на глубине  $H$  (К), если не известна – равна 305,15, К;

$P_{cp}$  – среднее давление в стволе скважины, МПа;

$P_y$  – давление на устье скважины, МПа;

$P_H$  – давление на глубине  $H$ , в первом приближении равно  $P_y$ , МПа;

$\bar{r}_z$  – относительная плотность газа по воздуху, рассчитывается по выражению (Б.12);

$Z_{cp}$  – коэффициент сверхсжимаемости газа при  $P_{cp}$  и  $T_{cp}$ , рассчитывается по выражению (Б.16).

**Шаг 2.** Определить  $P_{H2}$  по известному давлению  $P_y$ , используя соотношение

$$P_{H2} = P_y \times e^S. \quad (3.15)$$

**Шаг 3.** Если  $|P_{H2} - P_H| \leq 0,001$  МПа, то перейти к **шагу 5**, иначе к **шагу 4**.

**Шаг 4.** Рассчитать значение  $P_H$

$$P_H = |P_{H2} + P_H| / 2. \quad (3.16)$$

Перейти к **шагу 1**.

**Шаг 5.** Значение  $P_H$  принять за давление на глубине  $H$ .

*Алгоритм расчета давления на забое работающей газовой скважины*

Для расчета давления на заданную глубину используются данные:

1. Таблица участков насосно-компрессорных труб (НКТ) (всего  $n_{\text{нкт}}=1..5$  участков) содержит следующие данные:

- перепад высот в начале и конце участка по вертикали (TVD)  $H_{\text{нкти}}$ , м;
- длина участка (MD)  $L_{\text{нкти}}$ , м;
- внутренний диаметр трубы  $d_{\text{вн.нкти}}$ , мм;
- абсолютная шероховатость стенки трубы  $l_{\text{кнкти}}$ , мм;
- коэффициент гидравлической эффективности  $K_{\text{знкти}}$ .

2. Таблицу участков эксплуатационной колонны (ЭК) (всего  $n_{\text{эк}}=1..5$  участков) содержит следующие данные:

- перепад высот в начале и конце участка по вертикали (TVD)  $H_{\text{эки}}$ , м;
- длина участка (MD)  $L_{\text{эки}}$ , м;
- внутренний диаметр трубы  $d_{\text{вн.эки}}$ , мм;
- абсолютная шероховатость стенки трубы  $l_{\text{кэки}}$ , мм;
- коэффициент гидравлической эффективности  $K_{\text{зэки}}$ .

3. Параметры вскрытия продуктивного пласта:

- начало интервала открытого ствола / перфорации  $H_{\text{н.вс}}$ , м;
- конец интервала открытого ствола / перфорации  $H_{\text{к.вс}}$ , м.

4. Искусственный забой  $H_{\text{и.заб}}$ , м.

По подготовленным данным сформировать таблицу участков труб, по которым движется продукция от забоя скважины к устью (всего  $m = 1..5$  участков) со следующими данными:

- перепад высот в начале и конце участка по вертикали (TVD)  $H_i$ , м;
- длина участка (MD)  $L_i$ , м;
- наружный диаметр трубы  $d_{\text{ни}}$ , мм;
- внутренний диаметр трубы  $d_{\text{вни}}$ , мм;
- абсолютная шероховатость стенки трубы  $l_{\text{ки}}$ , мм;
- коэффициент гидравлической эффективности  $K_2$ .

Изначально все свойства газожидкостной смеси пересчитывают для РУ – давления и температуры на устье или забое скважины, в зависимости от направления расчета. Далее в процессе пошагового вычисления по участкам труб свойства продукции приводят к средним по длине каждого расчетного участка давлению и температуре.

Длину участка, к которому принадлежит глубина расчета, сократить до глубины расчета.

После подготовки всех исходных данных потери давления по длине скважины находят как сумму потерь давления на каждом участке труб.

Потери давления рассчитывают методом последовательных приближений.

*Алгоритм:*

**Шаг 1.** Начать с первого участка из сформированной таблицы.  $i$  равно 1. Давление в начале и в конце участка  $i$   $P_{ni}$ ,  $P_{ki}$  равны давлению на устье скважины  $P_y$ .

**Шаг 2.** Для участка  $i$  найти коэффициент Рейнольдса по газу  $Re_z$

$$Re_z = K_{CmY} \times \frac{Q_z \times \overline{r}_z}{d_{внi} \times \mu_z}, \quad (3.17)$$

где  $K_{CmY}$  – размерный коэффициент, при СтУ равен  $1777 \text{ кгж}^2/\text{м}^4$ ;

$Q_z$  – дебит газа при СтУ, тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;

$\overline{r}_z$  – относительная по воздуху плотность газа, находится по выражению (Б.12);

$\mu_z$  – вязкость газовой смеси в рабочих условиях, мПаж, находится по выражению (3.8).

**Шаг 3.** Найти коэффициент гидравлического сопротивления газовой смеси  $\lambda_z$

$$\lambda_z = \frac{1}{\frac{e}{4} \times \frac{5,62}{Re_z^{0,9}} + \frac{e}{7,41} \times \frac{1}{Re_z^2}}; \quad (3.18)$$

$$e = 2l_k / (10d_{внi}), \quad (3.19)$$

где  $\varepsilon$  – относительная шероховатость стенки трубы  $i$ .

**Шаг 4.** Найти параметры  $T_{cp}$  и  $P_{cp}$

$$T_{cp} = (T_{ni} + T_{ki})/2; \quad (3.20)$$

$$P_{cp} = (P_{ni} + P_{ki})/2; \quad (3.21)$$

где  $T_{cp}$  – средняя температура на участке  $i$ , К;

$T_{ni}$  – температура в начале участка  $i$ , К;

$T_{ki}$  – температура в конце участка  $i$ , К.

$P_{cp}$  – среднее давление на участке  $i$ , МПа;

$P_{ni}$  – давление в начале участка  $i$ , МПа;

$P_{ki}$  – давление в конце участка  $i$ , МПа;

$Z_{cp}$  – коэффициент сверхсжимаемости газа при  $P_{cp}$  и  $T_{cp}$ , находится по выражению (Б.16).

**Шаг 5.** Если есть жидкость в продукции, то перейти к **шагу 6**, иначе к **шагу 8**.

**Шаг 6.** Найти параметры  $S_{стат}$  и  $S_{дин}$

$$S_{стат} = 0,03415 \times \overline{r_z} \times H_i / (T_{cp} \times Z_{cp}); \quad (3.22)$$

$$S_{дин} = 0,03415 \times \overline{r_z} \times L_i / (T_{cp} \times Z_{cp}). \quad (3.23)$$

**Шаг 7.** Определить  $P_{ki2}$  по известному давлению  $P_{ni}$ , используя соотношение

$$P_{ki2} = \sqrt{P_{ni}^2 \times e^{2 \times S_{стат}} + 1,413 \times 10^{-12} \times K_z \times J_z \frac{T_{cp}^2 \times Z_{cp}^2 \times Q_z^2}{r \times d_{вн}^5} (e^{2 \times S_{дин}} - 1)}. \quad (3.24)$$

Перейти к **шагу 16**.

**Шаг 8.** Найти плотность газа в РУ  $\rho_{zPY}$  в кг/м<sup>3</sup> по зависимости

$$r_{zPY} = \frac{r_{zCmY} \times P_{cp} \times T_{CmY}}{P_{CmY} \times T_{cp} \times Z_{cp}}, \quad (3.25)$$

где  $\rho_z$  – плотность газа при СтУ, кг/м<sup>3</sup>;

$P_{CmY}$  – давление при СтУ, МПа (см. Приложение 2);

$T_{CmY}$  – температура при СтУ, К (см. Приложение 2).

**Шаг 9.** Найти расход газа в РУ  $Q_{2PY}$ , тыс. м<sup>3</sup>/сут, по выражению

$$Q_{2PY} = \frac{Q_{2CmY} \times P_{CmY} \times T_{cp} \times Z_{cp}}{P_{cp} \times T_{CmY}}, \quad (3.26)$$

где  $Q_{2CmY}$  – объемный расход газа при СтУ, тыс. м<sup>3</sup>/сут.

**Шаг 10.** Найти объемное расходное газосодержание  $\beta$

$$b = Q_{2PY} / (Q_{жс} + Q_{2PY}), \quad (3.27)$$

где  $Q_{жс}$  – объемный расход жидкости при СтУ, тыс. м<sup>3</sup>/сут.

**Шаг 11.** Найти истинное газосодержание

$$j = b. \quad (3.28)$$

**Шаг 12.** Найти значение параметра  $\rho$

$$r = j + (1 - j) \times r_{жс} / r_2, \quad (3.29)$$

где  $\rho_{жс}$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>.

**Шаг 13.** Найти параметры  $S_{0стат}$  и  $S_{0дин}$

$$S_{0стат} = 0,03415 \times \bar{r}_2 \times H_i \times r / (T_{cp} \times Z_{cp}); \quad (3.30)$$

$$S_{0дин} = 0,03415 \times \bar{r}_2 \times L_i \times r / (T_{cp} \times Z_{cp}). \quad (3.31)$$

**Шаг 14.** Найти объемный расход газожидкостной смеси

$$Q_{см} = (G_{жс} + G_2) / r_{2CmY}; \quad (3.32)$$

$$G_2 = Q_2 \times r_{2CmY}; \quad (3.33)$$

$$G_{жс} = Q_{жс} \times r_{жс}, \quad (3.34)$$

где  $G_2$ ,  $G_{жс}$  – массовый расход газа и жидкости, кг/сут.

**Шаг 15.** Определить  $P_{ki2}$  по соотношению

$$P_{ki2} = \sqrt{P_{ни}^2 \times e^{2 \times S_{0стат}} + 1,413 \times 10^{-12} \times K_2 \times \bar{r}_2 \times \frac{T_{cp}^2 \times Z_{cp}^2 \times Q_2^2}{r \times d_{внi}^5} (e^{2 \times S_{0дин}} - 1)}. \quad (3.35)$$

**Шаг 16.** Если  $|P_{ki2} - P_{ki}| \leq 0,001$  МПа, то перейти к шагу 18, иначе к шагу 17.

**Шаг 17.** Найти новое значение  $P_{ki}$

$$P_{ki} = |P_{ki2} + P_{ki}| / 2. \quad (3.36)$$

Перейти к **шагу 2**.

**Шаг 18.**  $P_{ki2}$  принять за давление на глубине  $H_i$ .

**Шаг 19.** Если  $(i+1) > m$ , то перейти к **шагу 20**, иначе  $P_{ni}$  приравнять к  $P_{ki2}$ , увеличить значение  $i$  на 1 и перейти к **шагу 2**.

**Шаг 20.** Значение  $P_{ki}$  принять за давление на глубине расчета.

*Алгоритм гидравлического расчета шлейфа*

*Исходные данные:*

- диаметр шлейфа  $D$ , м;
- абсолютная шероховатость стенки шлейфа  $l_{ки}$ , мм;
- перепад высот  $\Delta h$ , м, определяется по зависимости

$$\Delta h = h_2 - h_1, \quad (3.37)$$

где  $h_1, h_2$  – высота начала и конца трубы, м;

- длина шлейфа  $L$ , м.

*Алгоритм расчета перепада давления в шлейфе, при движении по нему газожидкостной смеси [47]*

**Шаг 1.** Найти при РУ плотности  $\rho_{гРУ}, \rho_{жс}$ , кг/м<sup>3</sup>; объемные расходы газа  $Q_{гРУ}$  и жидкости  $Q_{жс}$ , м<sup>3</sup>/сут; массовые расходы газа  $G_{гРУ}$  и жидкости  $G_{жс}$ , т/сут, вязкости газа  $\mu_{гРУ}$  и жидкости  $\mu_{жс}$ , мПа·с; поверхностное натяжение жидкости  $\sigma_{жс}$ , Н/м.

Поверхностное натяжение жидкости  $\sigma_{жс}$  находится по известным поверхностным натяжениям воды  $\sigma_в$  и конденсата  $\sigma_к$  [129]:

$$\begin{cases} \sigma_{жс} = \sigma_к, \text{ при } \frac{Q_к}{Q_{жс}} \times 100\% > 60\%; \\ \sigma_{жс} = \sigma_в, \text{ при } \frac{Q_к}{Q_{жс}} \times 100\% < 40\%; \\ \sigma_{жс} = \sigma_в \times \frac{Q_в}{Q_{жс}} + \sigma_к \times \frac{Q_к}{Q_{жс}}, \text{ при } 40\% \leq \frac{Q_к}{Q_{жс}} \times 100\% \leq 60\%. \end{cases} \quad (3.38)$$

Поверхностное натяжение воды  $\sigma_в$ , Н/м, [129]

$$\sigma_в = 1/10^{1,19+0,01P}. \quad (3.39)$$

Поверхностное натяжение конденсата  $\sigma_к$ , Н/м, [129]:

$$s_{\kappa} = 1/10^{1,58+0,05P} - 72 \times 10^{-6} \times (T - 305), \quad (3.40)$$

где  $P$ ,  $T$  – давление, МПа, и температура, К, смеси в РУ.

Вязкость жидкости  $\mu_{жс}$ , мПа×с, определяется по известным вязкостям воды и конденсата

$$\begin{cases} m_{жс} = m_k, & \text{при } \frac{Q_{\kappa}}{Q_{жс}} \times 100\% > 60\%; \\ m_{жс} = m_b, & \text{при } \frac{Q_{\kappa}}{Q_{жс}} \times 100\% < 40\%; \\ m_{жс} = m_b \times \frac{Q_b}{Q_{жс}} + m_k \times \frac{Q_{\kappa}}{Q_{жс}}, & \text{при } 40\% \leq \frac{Q_{\kappa}}{Q_{жс}} \times 100\% \leq 60\%. \end{cases} \quad (3.41)$$

Вязкость воды  $\mu_b$ , мПа×с, [83]

$$m_b = \left(1,4 + 3,8 \times 10^{-3} \times (\rho_b - 1000)\right) / 10^{0,0065 \times (T - 273,15)}, \quad (3.42)$$

где  $\rho_b$ ,  $T$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>, и температура, К, смеси в РУ.

Вязкость конденсата  $\mu_{\kappa}$  находится по алгоритму, представленному в приложении Б.

**Шаг 2.** Вычислить объемное  $\beta$  и массовое  $\eta$  расходные газосодержания по выражениям [47]

$$b = Q_{2PY} / (Q_{жс} + Q_{2PY}); \quad (3.43)$$

$$h = Q_{2PY} \times r_{2PY} / (Q_{жс} \times r_{жс} + Q_{2PY} \times r_{2PY}). \quad (3.44)$$

**Шаг 3.** Найти число Фруда  $Fr_{см}$  смеси, соответствующее рабочим условиям в трубе, по зависимости [47]

$$Fr_{см} = \frac{4 \times (Q_{жс} + Q_{2PY}) \dot{u}^2}{\rho \times d^2} \times \frac{1}{g \times d}, \quad (3.45)$$

где  $g$  – ускорение свободного падения, равно 9,81 м/с<sup>2</sup>.

**Шаг 4.** Вычислить безразмерную скорость смеси  $W_*$  в рабочих условиях по уравнению [47]

$$W_* = \frac{4 \times (Q_{жс} + Q_{2PY})}{\rho \times d^2} \times \frac{\rho_{жс} + r_{2PY}}{g \times s_{жс}} \times \frac{\rho_{2PY}}{r_{жс}} \times \frac{\dot{u}^{0,25}}{\varnothing} \times \frac{\dot{u}^{0,5}}{\varnothing}. \quad (3.46)$$

**Шаг 5.** Найти синус угла наклона трубы  $\sin \alpha$  по выражению [47]



$$\sin \alpha = Dh/L, \quad (3.47)$$

относительную вязкость  $\bar{m}$  по зависимости [47]

$$\bar{m} = m_{2PY} / m_{жс}, \quad (3.48)$$

относительную плотность  $\bar{r}$  по уравнению [47]

$$\bar{r} = r_{2PY} / r_{жс}. \quad (3.49)$$

Если  $\sin \alpha > 0$ , то направление течения смеси *восходящее*. Перейти к **шагу 6**.

Если  $\sin \alpha < 0$ , то направление течения смеси *нисходящее*. Перейти к **шагу 14**.

**Шаг 6.** Определить границу перехода от кольцевой структуры течения смеси к пробковой  $W_{cp}$  в восходящей трубе [47]

$$W_{cp} = (0,82 - 0,0017\bar{m}^{-6}) \times 10^{(5,3+115\bar{m})(1-b)}. \quad (3.50)$$

**Шаг 7.** При условии  $W_* < W_{cp}$  режим течения *пробковый* - перейти к **шагу 8**, если  $W_* > W_{cp}$ , то режим *кольцевой* - перейти к **шагу 11**.

**Шаг 8.** Определить истинное газосодержание  $\varphi$  по зависимости [47]

$$j = k_m \times (1 - \exp(-4,4\sqrt{Fr_{см}/Fr_a})) \times b, \quad (3.51)$$

где

$$k_m = (1 + 4,5\bar{m}) \times 0,14 / \bar{m}^{0,15} \quad (3.52)$$

$$\begin{cases} Fr_a = 1150\bar{m}^{-0,15}, \text{ при } \bar{m} \leq 0,001; \\ Fr_a = 9,8\bar{m}^{-0,1}, \text{ при } \bar{m} > 0,001. \end{cases} \quad (3.53)$$

В формулах (3.52, 3.53) для определения  $k_m$  и  $Fr_a$  относительная вязкость  $\bar{m}$  изменяется в интервале от 0,0001 до 0,02.

**Шаг 9.** Найти коэффициент гидравлического сопротивления смеси для пробкового режима  $\lambda_{см}$  по выражению [47]

$$l_{см} = y l(Re, e), \quad (3.54)$$

$$y = \frac{1 - 0,78b \times (1 - \exp(-2,2\sqrt{Fr_{см}})) - 0,22(1 - \exp(15\bar{r})) \times b}{1 - b}; \quad (3.55)$$

$$I(\text{Re}, e) = 0,067 \frac{158}{\text{Re}_{cm}} + \frac{2K}{D} \quad ; \quad (3.56)$$

$$\text{Re}_{cm} = \frac{4Q_{cm}}{\rho D} + \frac{1-b}{v_{жс}} \quad (3.57)$$

$$\text{Re}_{cm} = \frac{4}{\rho D} \frac{G_{жс}}{m_{жс}} + \frac{G_{2PY}}{m_{2PY}} \quad (3.58)$$

**Шаг 10.** Определить потери давления по длине трубы  $dP/dL$

$$\frac{dP}{dL} = \frac{I_{cm}}{2D} \frac{4G}{\rho \times D^2} \frac{(1-h)^2}{(1-j)r_{жс}} + \frac{h^2}{j r_{2PY}} + ((1-j)r_{жс} + j r_{2PY}) \times g \times \sin a; \quad (3.59)$$

$$G = (w_{жс}(1-j)r_{жс} + w_{2PY}j r_{2PY}) \times (\rho \times D^2 / 4) \quad (3.60)$$

Если  $|dP| \leq \varepsilon$ , то **конец**, иначе вернуться к **шагу 1**.

**Шаг 11.** Найти истинное содержание жидкости  $(1-\phi)$  при кольцевом режиме течения смеси из системы уравнений

$$\begin{cases} 1-j = (0,523 + 0,02W_*) \times (1-b)^{(0,267+0,02W_*)}, \text{ при } W_* > 3,3; \\ 1-j = 0,74(3,3 - W_*) + (0,67 - 0,048(W_* - 2)^2) \times (1-b)^{(0,73+0,12W_*)}, \text{ при } W_* < 3,3. \end{cases} \quad (3.61)$$

**Шаг 12.** Вычислить коэффициент гидравлического сопротивления смеси  $\lambda_{см}$  для пробкового режима течения

$$I_{см} = I_0 \gamma, \quad (3.62)$$

$$\begin{cases} I_0 = 64/\text{Re}_1; \gamma = 0,95 - (0,22 - 0,055F \times \text{Re}_1) \times (1500/\text{Re}_1), \text{ при } \text{Re}_1 < 1500; \\ I_0 = 0,3164/\text{Re}_1^{0,25}; \gamma = 0,95, \text{ при } \text{Re}_1 > 1500; \end{cases} \quad (3.63)$$

где

$$\text{Re}_1 = \frac{4Q_{cm} r_{жс}}{\rho \times D \times m}; \quad (3.64)$$

$$F = j \times (1-j)^3 \times g \times D \times \frac{\rho \times D^2}{4Q_{жс}} \quad (3.65)$$

**Шаг 13.** Найти потери давления по длине трубы  $dP/dL$

$$- \frac{dP}{dL} = I_{см} \frac{4Q_{жс}}{\rho \times D^2} \frac{r_{жс}}{2D(1-j)^2} + ((1-j)r_{жс} + j r_{2PY}) \times g \times \sin a. \quad (3.66)$$

Если  $|dP| \leq \varepsilon$ , то **конец**, иначе вернуться к **шагу 1**.

**Шаг 14.** При нисходящем и горизонтальном течении определить  $W_{cp}$  по зависимости

$$W_{cp} = 0,2 - 0,0017 \bar{m}^{-6} \times 10^{(5,3+115\bar{m})(1-b)}. \quad (3.67)$$

**Шаг 15.** Если  $W_* < W_{cp}$ , то режим *пробковый или расслоенный* - перейти к **шагу 8**, Если  $W_* > W_{cp}$ , то режим *кольцевой* - перейти к **шагу 11**.

**Шаг 16.** Определить критическое число Фруда смеси  $Fr^*$  по выражению

$$Fr^* = 0,2 + \frac{2 \sin a}{l_1} \times \frac{e^{-2,5b}}{(1-b)^2}. \quad (3.68)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda_l$  в приведенной формуле определяется при известной величине  $\Delta h/dL$  методом последовательных приближений по числу Рейнольдса  $Re_l$ , соответствующему скорости безнапорного течения жидкости в наклонной трубе под действием сил тяжести,

$$w_1 = \sqrt{(2Dh/dL) \times g \times d / l_1}; \quad (3.69)$$

$$l_1 = j \times (Re_1, e); \quad (3.70)$$

$$Re_1 = w_1 \times D / \nu_1; \quad (3.71)$$

$$e_{ui} = 2 \times \lambda_{ku} / D. \quad (3.72)$$

**Шаг 17.** Если  $Fr_{cm} < Fr^*$ , то течение *раздельное* – перейти к **шагу 18**, если  $Fr_{cm} > Fr^*$ , течение *пробковое* – перейти к **шагу 8**.

**Шаг 18.** Если выполняется условие

$$\begin{cases} 0,16 \leq b \leq 1; & Fr_{cm} < Fr^* \text{ или} \\ 0 \leq b < 0,16; & Fr_{cm} < Fr^* \times \left( (1 - \sin a) \times e^{-9,4 \sin a} \right)^2, \end{cases} \quad (3.73)$$

то истинное газосодержание  $\varphi$  при устойчивом разделенном течении смеси находится из системы уравнений

$$\begin{cases} j = 1 - c^{0,4}, & \text{при } (0 \leq c \leq 0,18); \\ j = 0,615(1 - c), & \text{при } (0,18 \leq c \leq 1), \end{cases} \quad (3.74)$$

где

$$c = \frac{l_1 \times (1 - b)^2 \times Fr_{cm}}{2 \sin a}. \quad (3.75)$$

Если выполняются условия

$$\begin{cases} 0 < b \leq 0,16; \\ Fr^* \times \left( (1 - \sin a) \times e^{-9,4 \sin a} \right)^2 < Fr_{cm} < Fr^*, \end{cases} \quad (3.76)$$

то  $\varphi$  при неустойчивом разделенном течении смеси определяется по зависимости

$$j = j_0 \times (b/0,18), \quad (3.77)$$

где

$$\begin{cases} j_0 = 1 - c_0^{0,4}, \text{ при } (0 \leq c \leq 0,18); \\ j_0 = 0,615(1 - c_0), \text{ при } (0,18 \leq c_0 \leq 1); \end{cases} \quad (3.78)$$

$$c_0 = \frac{0,705 l_1 \times Fr_{cm}}{2 \sin a}. \quad (3.79)$$

**Шаг 19.** Найти гидравлический диаметр  $D_2$

$$D_2 = j \times \rho \times D / q, \quad (3.80)$$

где угол  $\theta$  вычисляется методом последовательных приближений по формуле

$$j = (q - \sin(q \times 180/p) \times \cos(q \times 180/p)) / p. \quad (3.81)$$

**Шаг 20.** Определить коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda_2$  по зависимости

$$\lambda_2 = 0,067 \frac{158}{Re_2} + \frac{2K}{D_2} \frac{\rho}{\rho}^{0,2}, \quad (3.82)$$

где коэффициент Рейнольдса по газу  $Re_2$  находится по выражению

$$Re_2 = \frac{4Q_{zPY} \times r_{zPY}}{D \times q \times m_{zPY}}. \quad (3.83)$$

**Шаг 21.** Найти потери давления для опускного разделенного режима

$$-\frac{dP}{dL} = l_2 \frac{r_{zPY} \times w_{zPY}^2 \times Q_{cm}}{2\rho \times D_2 \times j} - r_{zPY} \times g \times \sin a. \quad (3.84)$$

Если  $|dP| \leq \varepsilon$ , то **конец**, иначе вернуться к **шагу 1**.

Автором в статье [22] предложен алгоритм расчета уровня жидкости в затрубном пространстве скважины, представленный на рисунке 3.7.

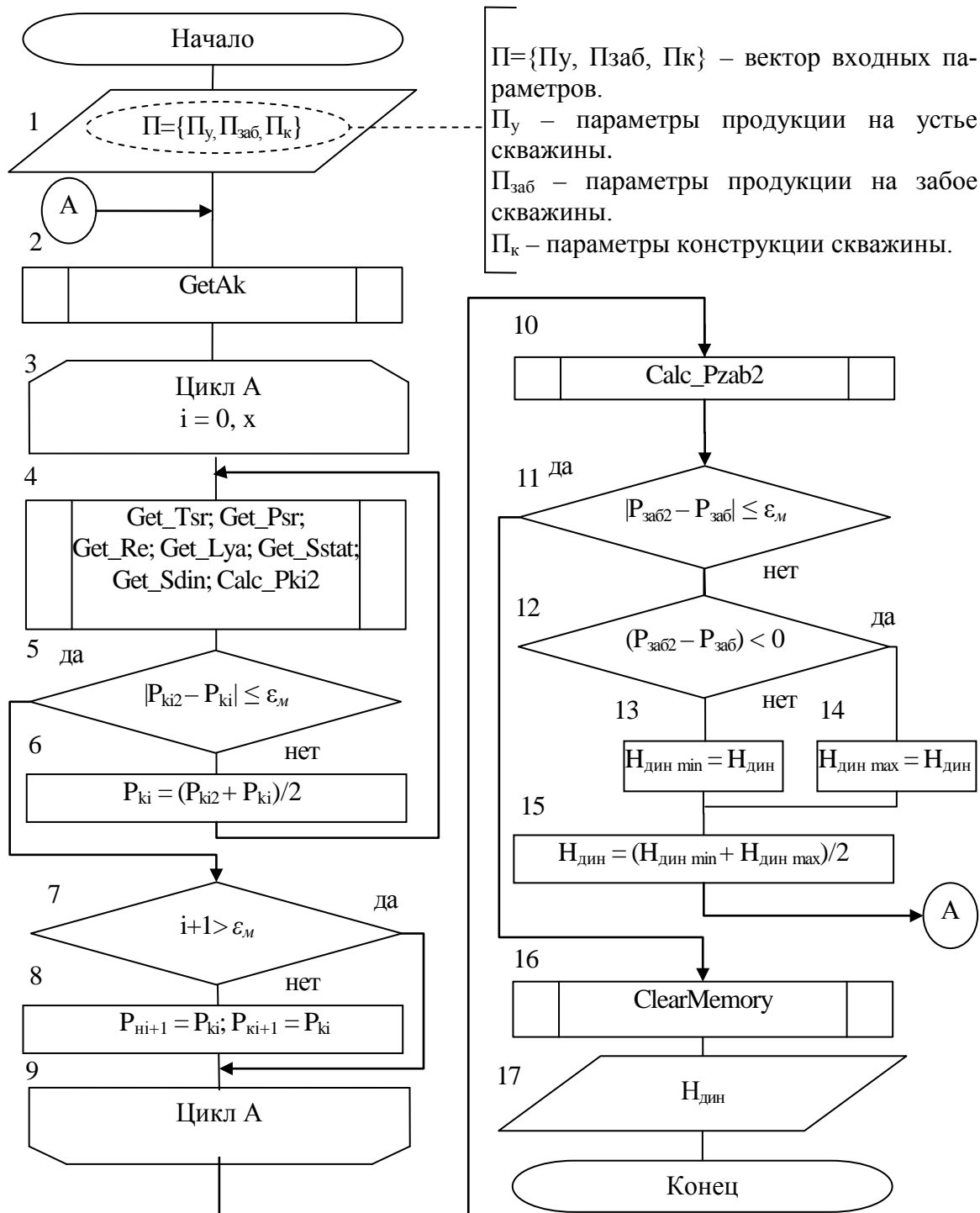


Рисунок 3.7 – Алгоритм расчета уровня жидкости в затрубном пространстве скважины

Для расчета динамического уровня жидкости используются данные:  $P = \{P_y, P_{зab}, P_k, L_n\}$  – входные параметры (блок 1 на рисунке 3.7). Параметры на устье  $P_y = \{P_y, P_{зат}, T_y, T_{зат}, Q_г, Q_{жс}, \rho_г, \rho_{жс}\}$  и забое скважины  $P_{зab} = \{P_{пл}, P_{зab}, T_{зab}\}$ .

Параметры конструкции скважины:  $P_k = \{P_{нкм}, P_{эж}\}$ ; параметры НКТ:

$P_{нкм} = \{n, L, H, d_{вн}, d_{нар}, l_k\}$ ; параметры ЭК:  $P_{эк} = \{m, L, H, d_{вн}, d_{нар}, l_k\}$ ;  $n, m$  – количество участков НКТ, ЭК;  $L, H$  – длина, перепад высот на концах участка;  $d_{вн}, d_{нар}, l_k$  – внутренний, наружный диаметры и абсолютная шероховатость стенок.

Параметры УЭЦН:  $P_{уэцн} = \{P_{пэд}, P_{эцн}, \eta_{пр}, L_n, v_n\}$ ;  $L_n$  – глубина подвески насоса от устья скважины; параметры ПЭД:  $P_{пэд} = \{T_{эл}, T_{эл.кр}\}$ ;  $T_{эл}, T_{эл.кр}$  – замеренная и критическая температуры ПЭД; параметры ЭЦН:  $P_{эцн} = \{Q_n, P_{вх}, P_{вых}, \eta_n\}$ ;  $Q_n$  – подача насоса;  $P_{вх}, P_{вых}$  – давления на входе и выходе насоса [25].

**Шаг 1.** Начать с первого участка  $i$  равно 1. Давление в начале ( $P_{ni}$ ) и в конце ( $P_{ki}$ ) участка  $i$  и  $P_{заб}$  равны давлению на устье скважины ( $P_y$ ).  $H_{дин.мин}$  равен  $H_{заб}$ .  $H_{дин.макс}$  равен 0.  $H_{дин}$  равен  $H_{дин.макс}$ .

**Шаг 2.** Найти параметры  $T_{ср}, P_{ср}$  и  $Z_{ср}$

$$T_{ср} = (T_{ni} + T_{ki})/2; \quad (3.85)$$

$$P_{ср} = (P_{ni} + P_{ki})/2, \quad (3.86)$$

где  $T_{ср}$  – средняя температура на участке  $i$ , К;

$T_{ni}$  – температура в начале участка  $i$ , К;

$T_{ki}$  – температура в конце участка  $i$ , К;

$P_{ср}$  – среднее давление на участке  $i$ , МПа;

$P_{ni}$  – давление в начале участка  $i$ , МПа;

$P_{ki}$  – давление в конце участка  $i$ , МПа;

$Z_{ср}$  – коэффициент сверхсжимаемости газа при  $T_{ср}$  и  $P_{ср}$ .

**Шаг 3.** Для участка  $i$  найти коэффициент Рейнольдса по газу  $Re_z$

$$Re_z = K_{смв} \times \frac{Q_z \times \bar{r}_z}{d_{эi} \times \mu_z}, \quad (3.87)$$

где  $K_{смв}$  – размерный коэффициент, при СтУ равен  $1777 \text{ кг}\cdot\text{с}^2/\text{м}^4$ ;

$Q_z$  – дебит газа при СтУ, тыс. м<sup>3</sup>/сут;

$\bar{r}_z$  – относительная по воздуху плотность газа;

$d_{эi}$  – эквивалентный диаметр участка  $i$ ;

$\mu_z$  – вязкость газовой смеси при Ру, мПа·с.

**Шаг 4.** Найти коэффициент гидравлического сопротивления газовой смеси  $\lambda_2$  по выражению

$$\lambda_2 = \frac{1}{\frac{4 \times 5,62}{\epsilon \times \text{Re}_2^{0,9}} + \frac{e}{7,41 \times d_{\text{э}i}^2}}, \quad (3.88)$$

где относительная шероховатость стенки  $\epsilon$  участка  $i$  рассчитывается по зависимости

$$e = 2l_{ki} / (10d_{\text{э}i}). \quad (3.89)$$

**Шаг 5.** Найти параметры  $S_{cm}$  и  $S_{дин}$  по уравнениям

$$S_{cm} = 0,03415 \times \bar{r}_2 \times H_i / (T_{cp} \times Z_{cp}); \quad (3.90)$$

$$S_{дин} = 0,03415 \times \bar{r}_2 \times L_i / (T_{cp} \times Z_{cp}). \quad (3.91)$$

**Шаг 6.** Определить  $P_{ki2}$  по известному давлению  $P_{ni}$ , используя соотношение

$$P_{ki2} = \sqrt{P_{ni}^2 \times e^{2 \times S_{cm}} + 1,413 \times 10^{-12} \times K_2 \times \frac{T_{cp}^2 \times Z_{cp}^2 \times Q_2^2}{d_{\text{э}i}^5} (e^{2 \times S_{дин}} - 1)}. \quad (3.92)$$

**Шаг 7.** Если  $|P_{ki2} - P_{ki}| \leq \epsilon_m$ , то перейти к **шагу 9**, иначе к **шагу 8**.

**Шаг 8.** Найти новое значение  $P_{ki}$

$$P_{ki} = (P_{ki} + P_{ki2}) / 2. \quad (3.93)$$

Перейти к **шагу 2**.

**Шаг 9.**  $P_{ki}$  принять за давление на глубине  $H_i$ .

**Шаг 10.** Если  $(i+1) > X$ , то перейти к **шагу 11**, иначе  $P_{ni+1}$  и  $P_{ki+1}$  присвоить значение  $P_{ki}$ , увеличить значение  $i$  на 1 и перейти к **шагу 2**.

**Шаг 11.** Значение  $P_{ki}$  принять за давление на глубине  $H_{дин}$ .

**Шаг 12.** Определить  $P_{заб2}$ , используя соотношение

$$P_{заб2} = P_{ki} + r_{ж} (H_{заб} - H_{дин}) / 10^4. \quad (3.94)$$

**Шаг 13.** Если  $|P_{заб2} - P_{заб}| \leq \epsilon_m$ , то перейти к **шагу 16**, иначе к **шагу 14**.

**Шаг 14.** Если  $(P_{заб2} - P_{заб}) < 0$ , то  $H_{дин.min} = H_{дин}$ , иначе  $H_{дин.max} = H_{дин}$ .

**Шаг 15.** Найти новое значение  $H_{дин}$

$$H_{\text{дин}} = (H_{\text{дин. min}} + H_{\text{дин. max}}) / 2. \quad (3.95)$$

Перейти к *шагу 2*.

**Шаг 16.**  $H_{\text{дин}}$  – найденный динамический уровень жидкости в затрубном пространстве скважины.

### Алгоритм управления работой УЭЦН в газовой скважине

На рисунке 3.8 представлена схема алгоритма регулирования работы УЭЦН клапаном, установленном на выходе из НКТ, который имеет 4 положения (от «закрыт» до «открыт полностью»).

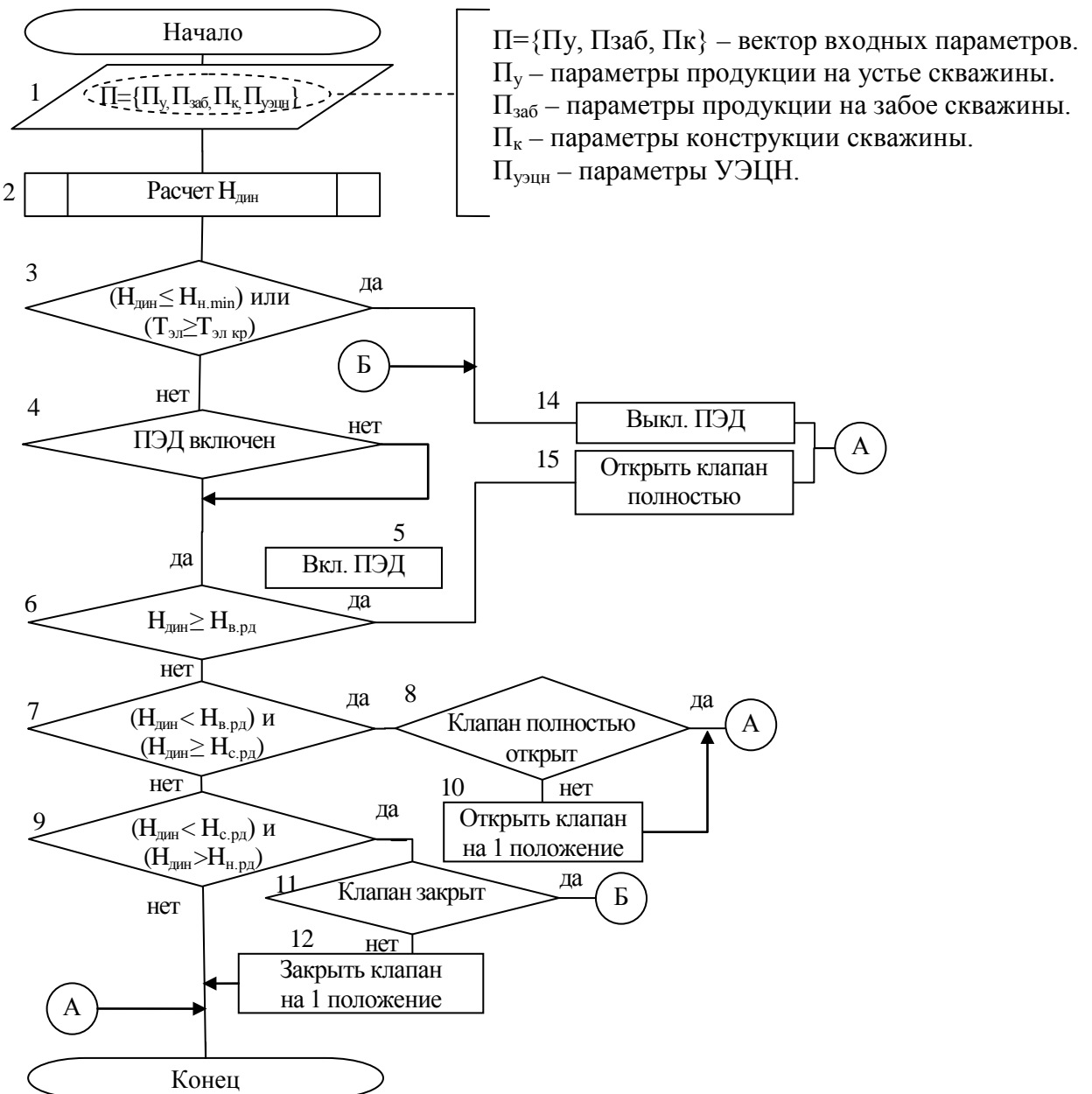


Рисунок 3.8 – Алгоритм управления работой УЭЦН в газовой скважине



Управление УЭЦН осуществляется таким образом, чтобы динамический уровень жидкости в затрубном пространстве скважины  $H_{дин}$  находился в пределах рабочего интервала от нижней  $H_{н.р.}$  до верхней границы  $H_{в.р.}$  (рисунок 3.8), как можно ближе к его середине  $H_{с.р.}$ .

При снижении значения  $H_{дин}$  ниже минимального уровня  $H_{min}$  либо при увеличении температуры ПЭД  $T_{эл}$  до критического значения  $T_{эл\ кр}$  необходимо отключить электродвигатель.

При увеличении значения  $H_{дин}$  до значения  $H_{в.р.}$  – открыть клапан полностью. Регулирование значения  $H_{дин}$  в пределах рабочего интервала осуществляется закрытием (открытием) клапана-регулятора на одно положение.

Таким образом, разработаны алгоритмы программного обеспечения ИИС, позволяющие определить параметры управляемой насосной откачки пластовой жидкости по индикаторным кривым работы системы добычи и сбора продукции на основе модели системы «пласт-скважина-шлейф», отличающейся возможностью расчета значения критического параметра – динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины.

### 3.3.4 Разработка пользовательского интерфейса

Вначале работы с ПО ИИС МДСП выбирается проект системы добычи и сбора продукции, загружается из БД либо создается новый (рисунок 3.9).

Вид главного окна ПО ИИС МДСП представлен на рисунке 3.10, в котором изображается схема системы добычи и сбора продукции выбранного участка месторождения. На схеме изображаются скважины, соединительные узлы, блоки входных ниток и связывающие их шлейфы. На шлейфах стрелки указывают направление движения продукции.

Параметры шлейфа (название, координаты расположения на схеме) задаются в окне «Параметры трубопровода» (рисунок 3.11), перепад высот начала и конца шлейфа, длина, внутренний диаметр, абсолютная шероховатость стенки – в окне «Конструкция шлейфа» (рисунок 3.12).

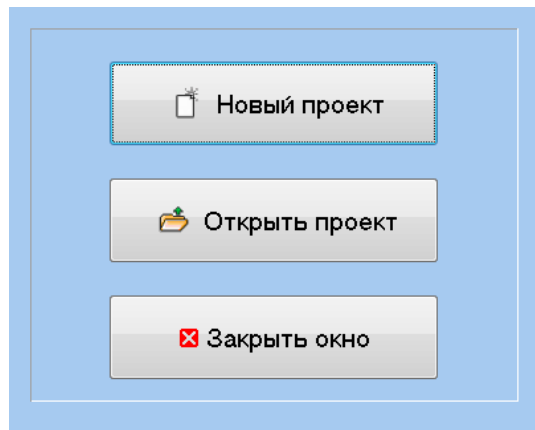


Рисунок 3.9 – Вид окна для быстрого начала работы с программной системой

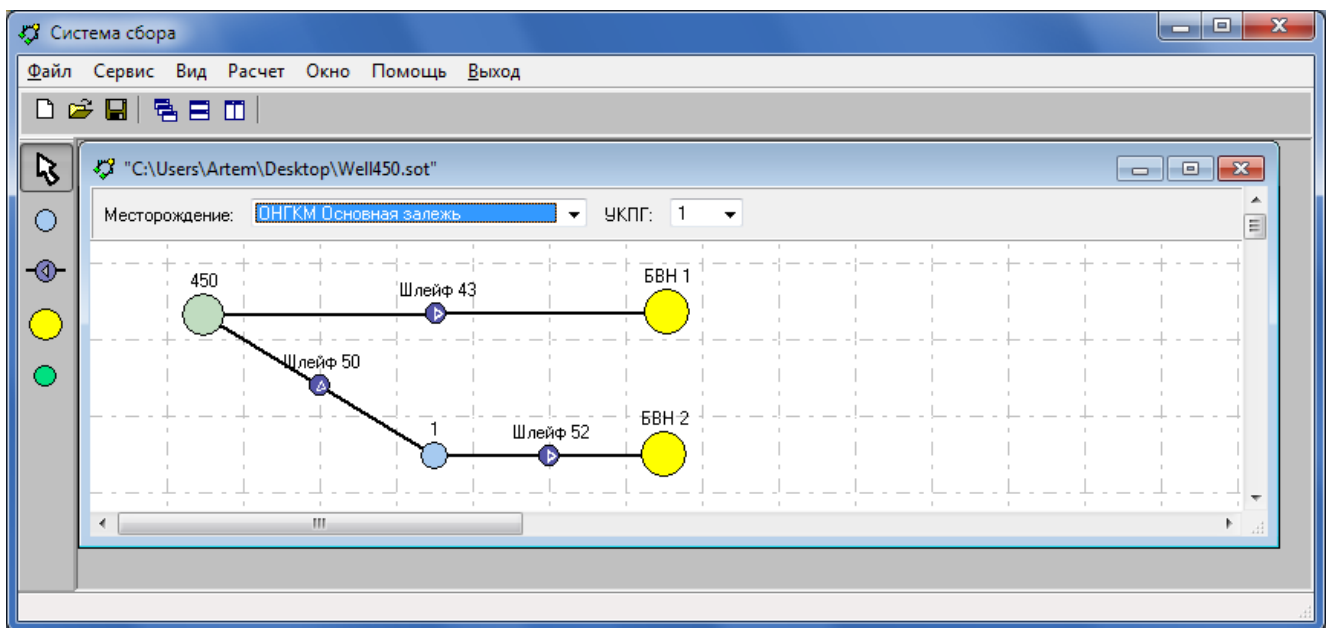


Рисунок 3.10 – Вид главного окна программы – создание системы сбора

 A screenshot of the "Параметры трубопровода" dialog box. It has a tab labeled "Основные". There are two main sections: "Название трубопровода:" with a text box containing "Шлейф 43", and "Соединяет объекты:" with two text boxes: "от: 450" and "к: БВН 1". At the bottom, there are "ОК" and "Отмена" buttons.

Рисунок 3.11 – Вид окна «Параметры трубопровода»

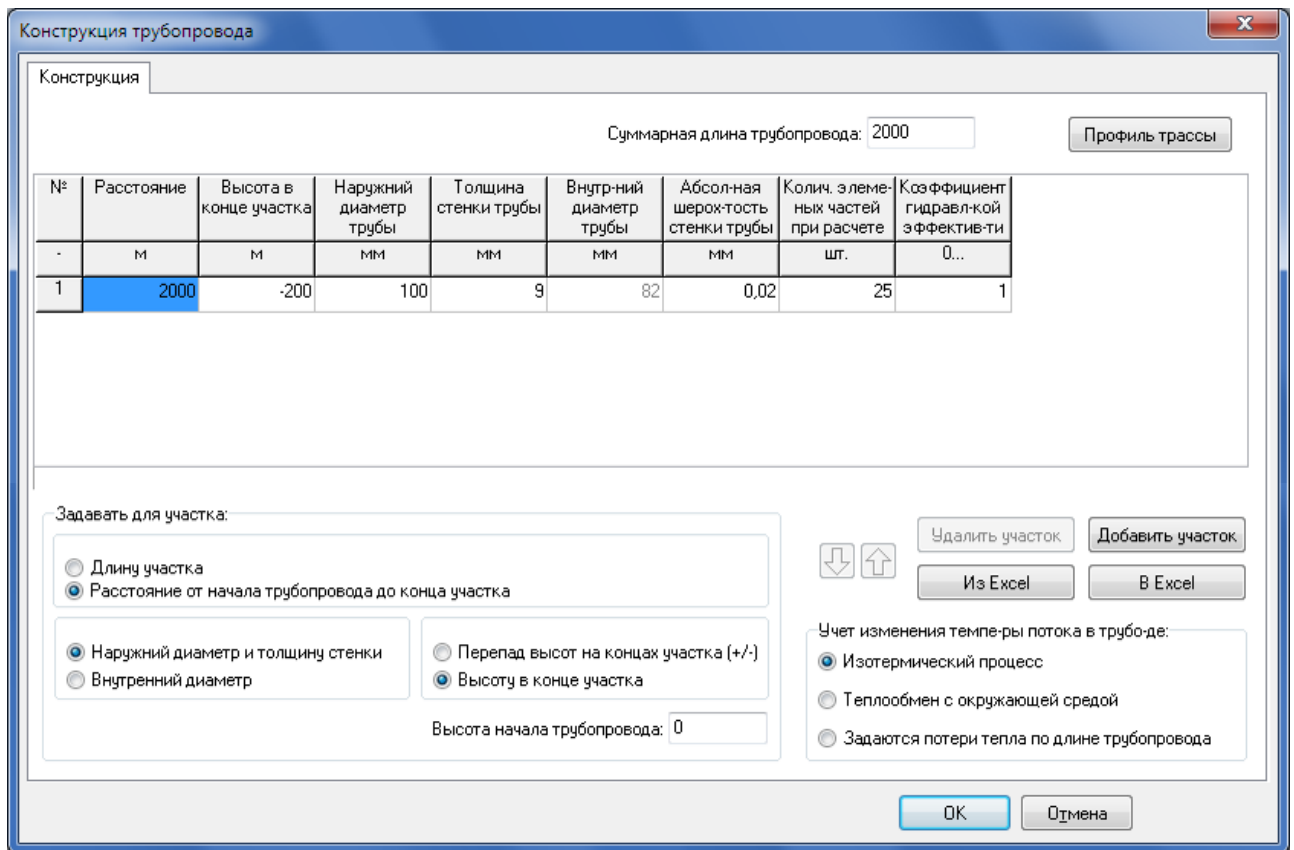


Рисунок 3.12 – Вид окна редактирования конструкции трубопровода

Параметры скважине на схеме системы сбора продукции задаются в окне «Параметры скважины» (рисунок 3.13).

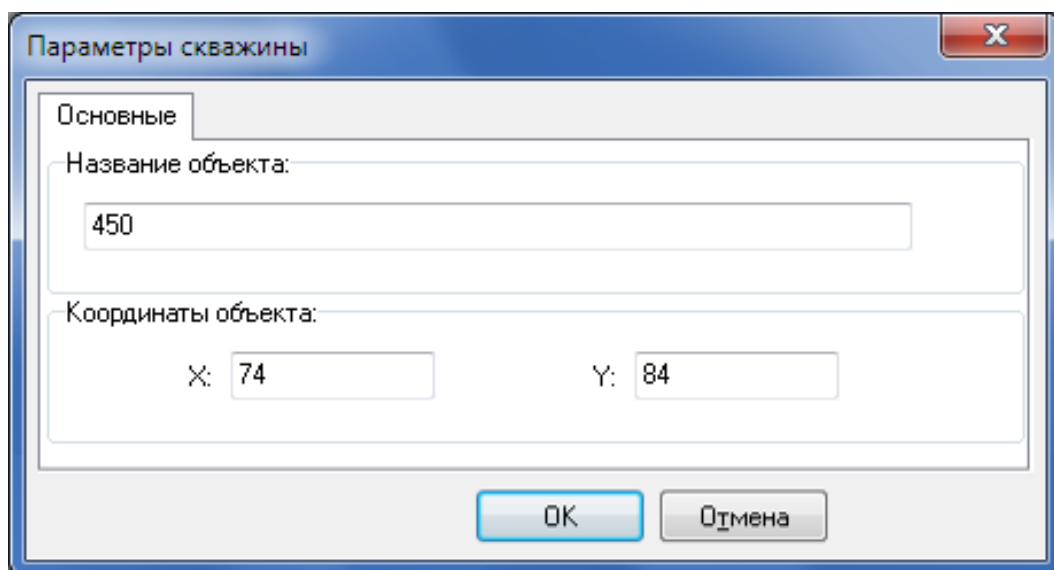


Рисунок 3.13 – Вид окна «Параметры скважины»

Параметры продукции в скважине задаются в окне «Расчет показателей скважины» (рисунок 3.14).

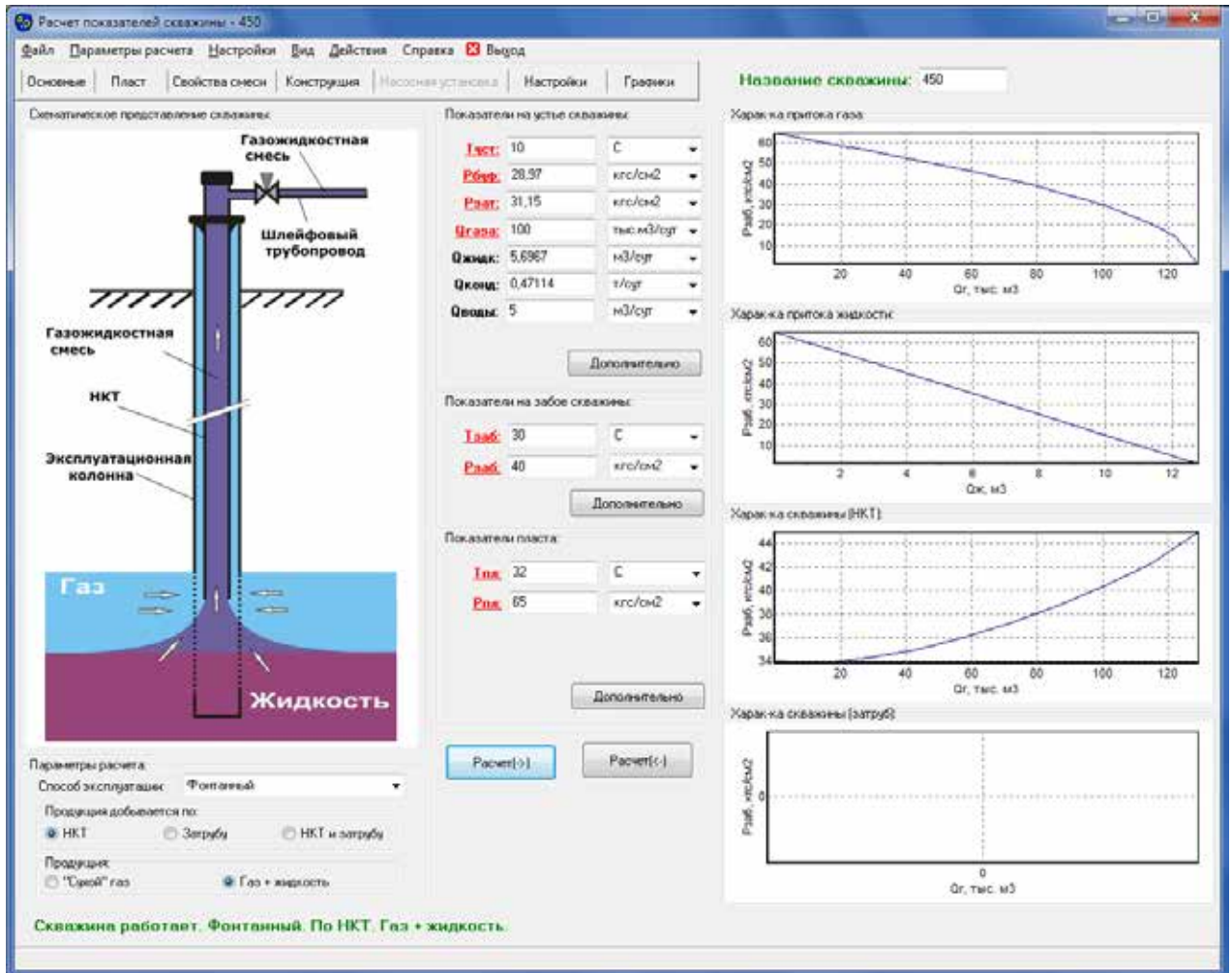


Рисунок 3.14 – Вид окна редактирования данных по скважине: свойств пласта, продукции, конструкции скважины, параметров на устье и забое скважины

В окне «Параметры уравнений притока» на вкладке «Приток газа» задаются параметры уравнения притока газа к забою скважины (рисунок 3.15). Если коэффициенты притока газа не известны, то их определяют по данным результатов исследования скважины (рисунок 3.16).

В окне «Параметры уравнений притока» на вкладке «Приток жидкости» задаются параметры уравнения притока жидкости к забою скважины (рисунок 3.17). Если коэффициенты притока газа не известны, то их также определяют по данным результатов исследования скважины (рисунок 3.18).

В окне «Конструкция скважины» задаются параметры НКТ, эксплуатационный колонный, инклинометрии – положения ствола скважины относительно устья (рисунок 3.19).

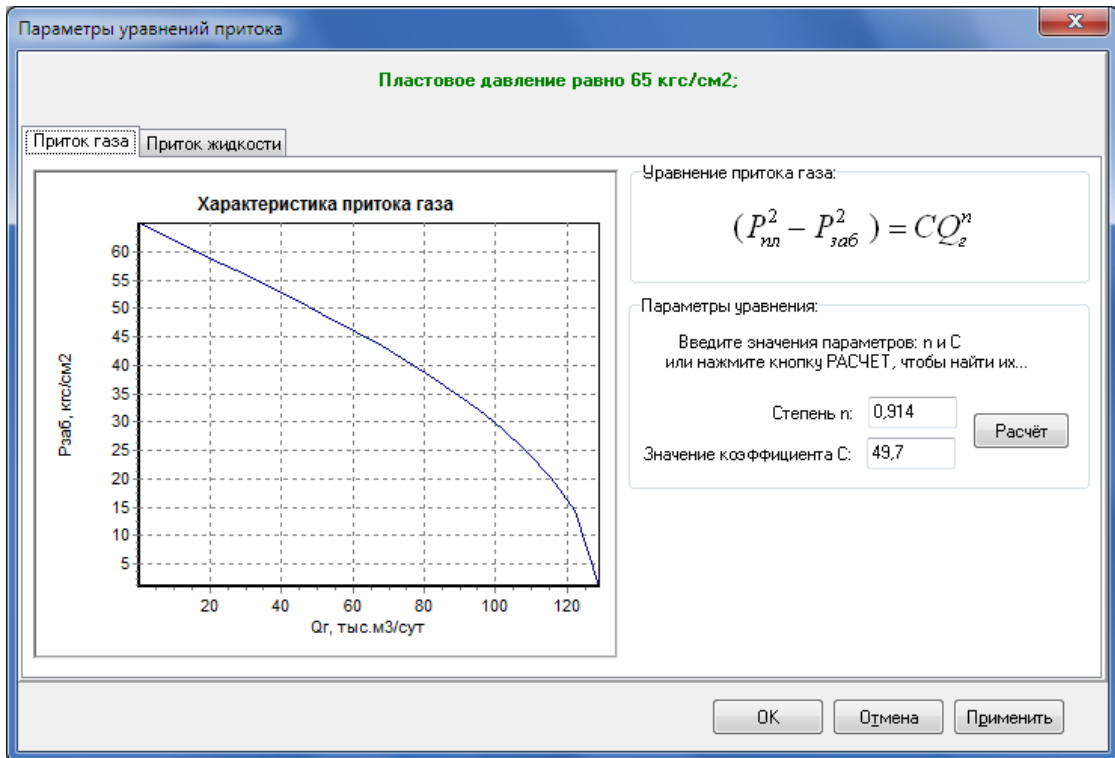


Рисунок 3.15 – Вид окна с графиком притока газа к забою скважины

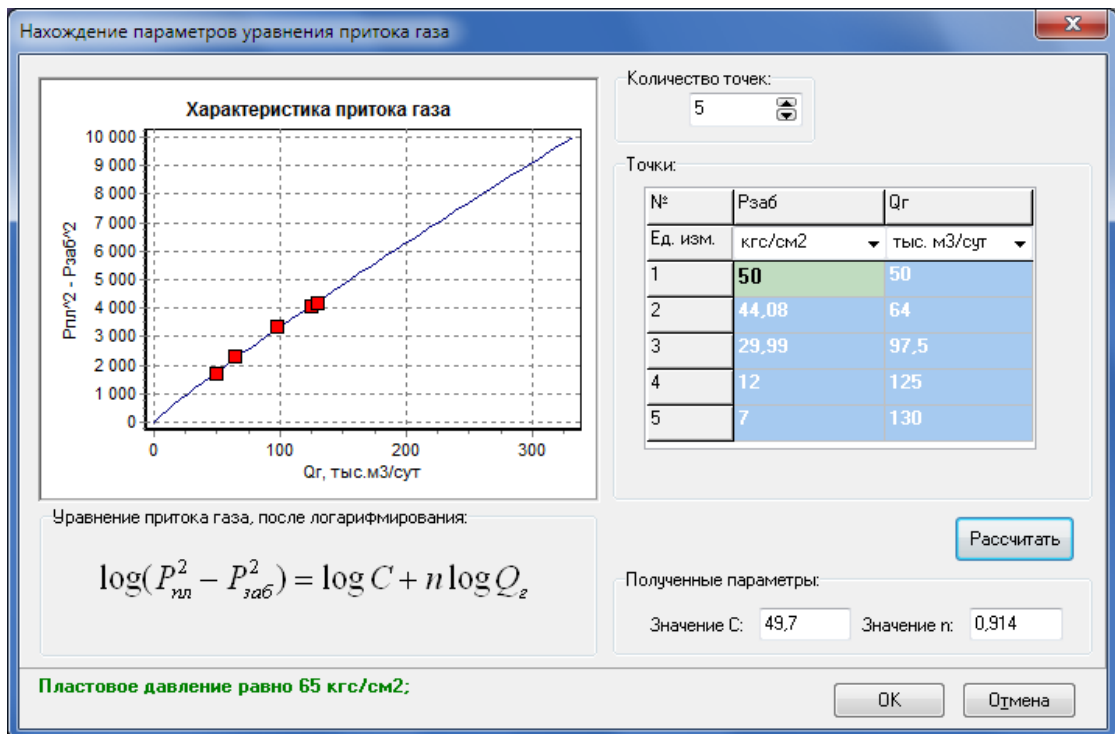


Рисунок 3.16 – Вид окна для нахождения параметров уравнения притока газа к забою скважины по известным значениям забойных давлений и расходов газа

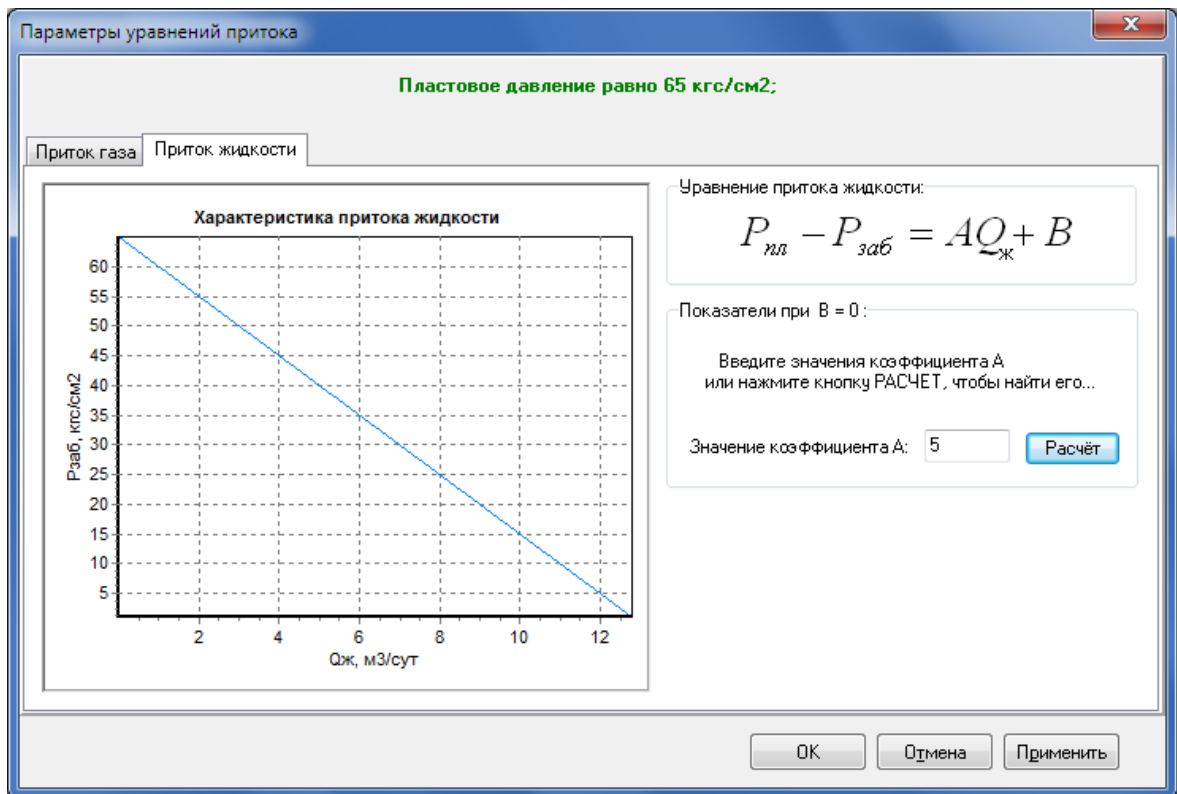


Рисунок 3.17 – Вид окна с графиком притока жидкости к забою скважины

Нахождение коэффициента A

Пластовое давление равно 65 кгс/см<sup>2</sup>:

Чтобы найти значение коэффициента A, задайте P<sub>заб</sub>, Q<sub>ж</sub> и нажмите кнопку "Расчёт"

При известных:

Забойное давление (P<sub>заб</sub>):  кгс/см<sup>2</sup> ▼

Расход жидкости (Q<sub>ж</sub>):  м<sup>3</sup>/сут ▼

A:

OK    Отмена

Рисунок 3.18 – Вид окна нахождения коэффициента A для уравнения притока жидкости по известным значениям давления на забое скважины и расходу жидкости

В окне «Свойства смеси» задаются параметры продукции: газа и жидкости (рисунок 3.20).

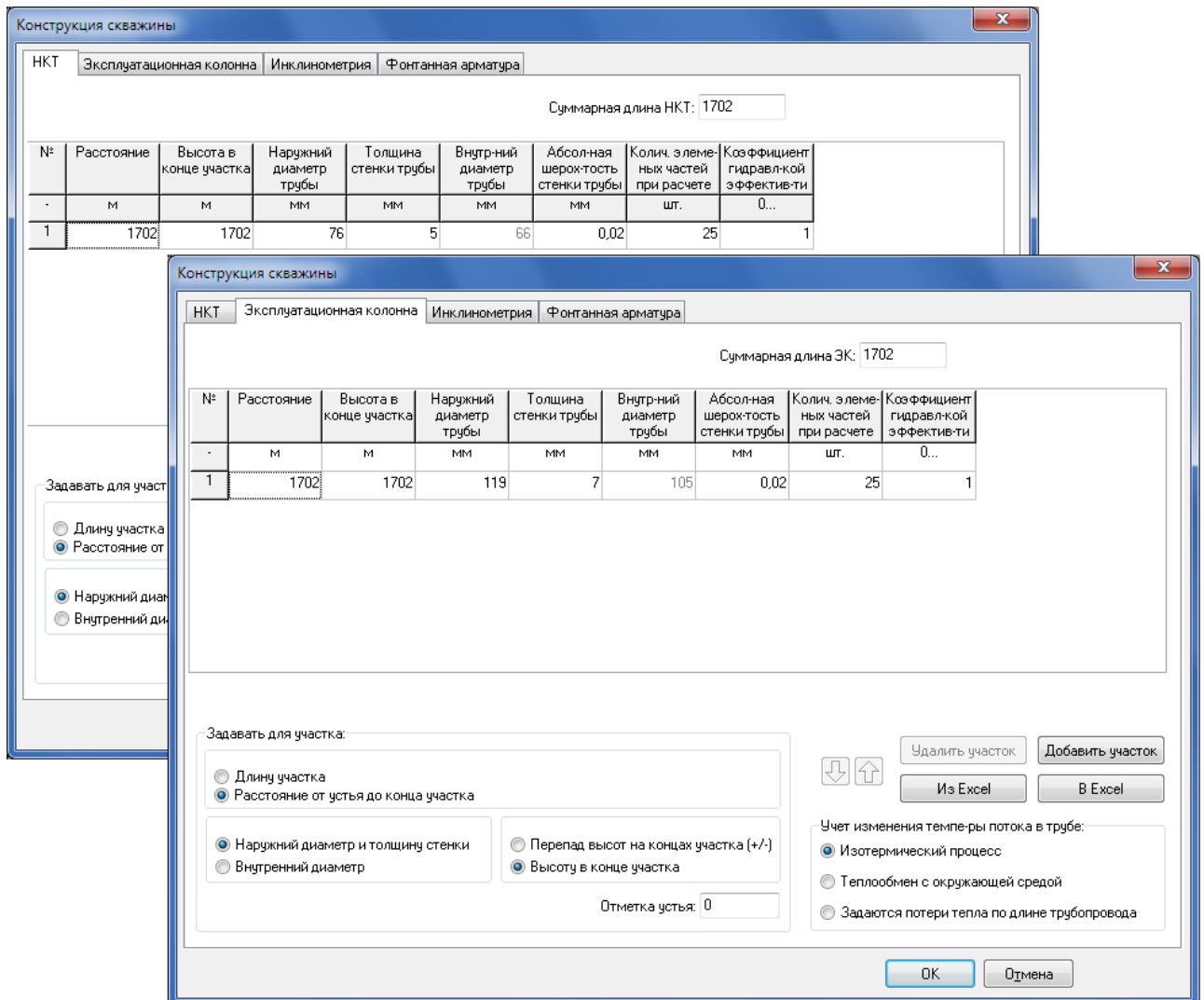


Рисунок 3.19 – Вид окна для редактирования конструкции скважины

В окне «Параметры расчета» задаются параметры итерационных вычислений: максимальное количество итераций, относительная погрешность расчета (рисунок 3.21); модели расчета движения продукции в системе ПСШ; единицы измерения физических величин для входных и выходных данных (рисунок 3.22).

Окно «Графики» предназначено для представления в графическом виде найденных характеристик притока газа и жидкости, характеристик работы скважины по НКТ и затрубному пространству, характеристик работы шлейфа и пересечения этих характеристик в точках, соответствующих единственно возможному режиму работы системы ПСШ (рисунки 3.23 и 3.24).

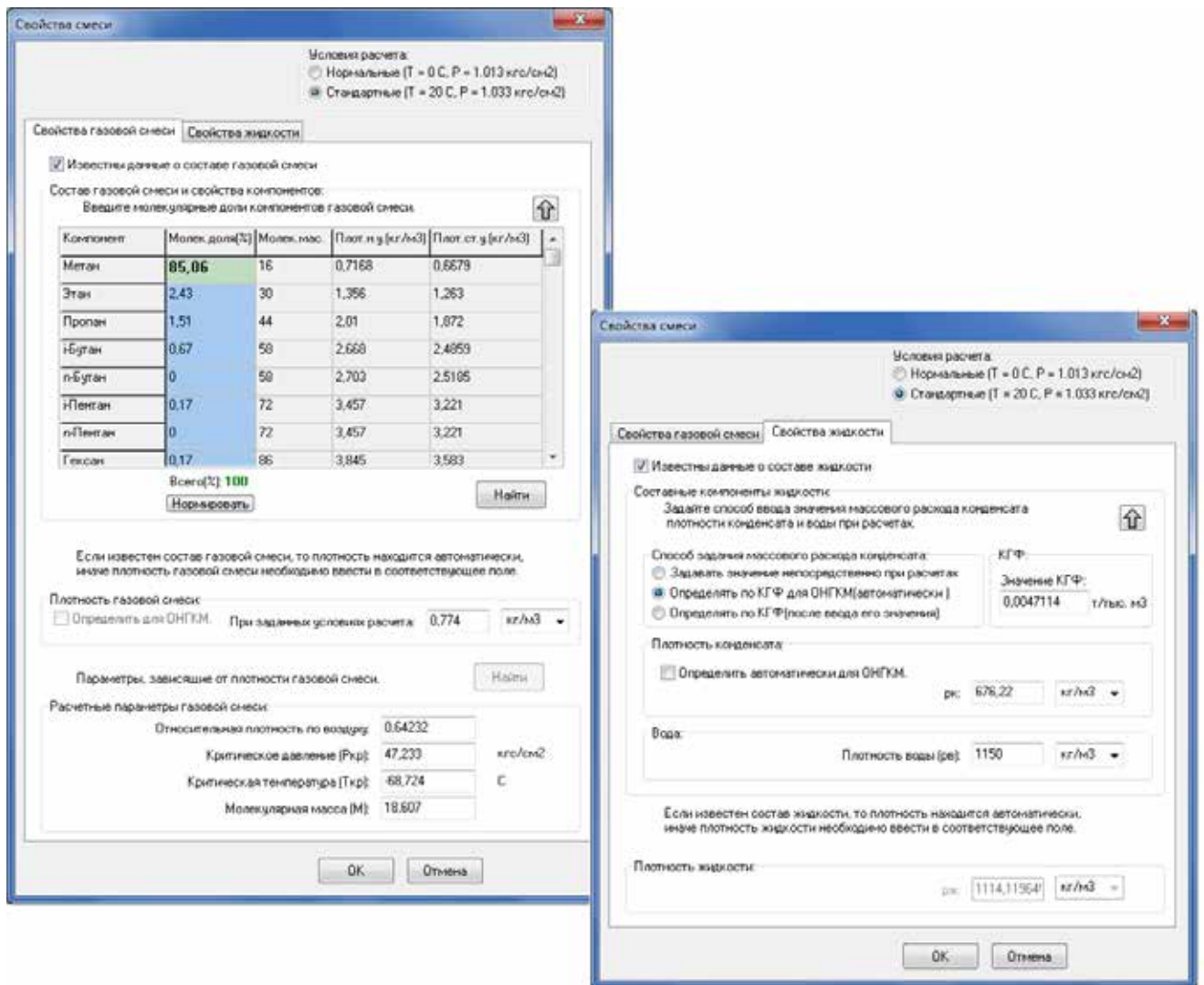


Рисунок 3.20 – Вид окон для задания свойств газа и жидкости

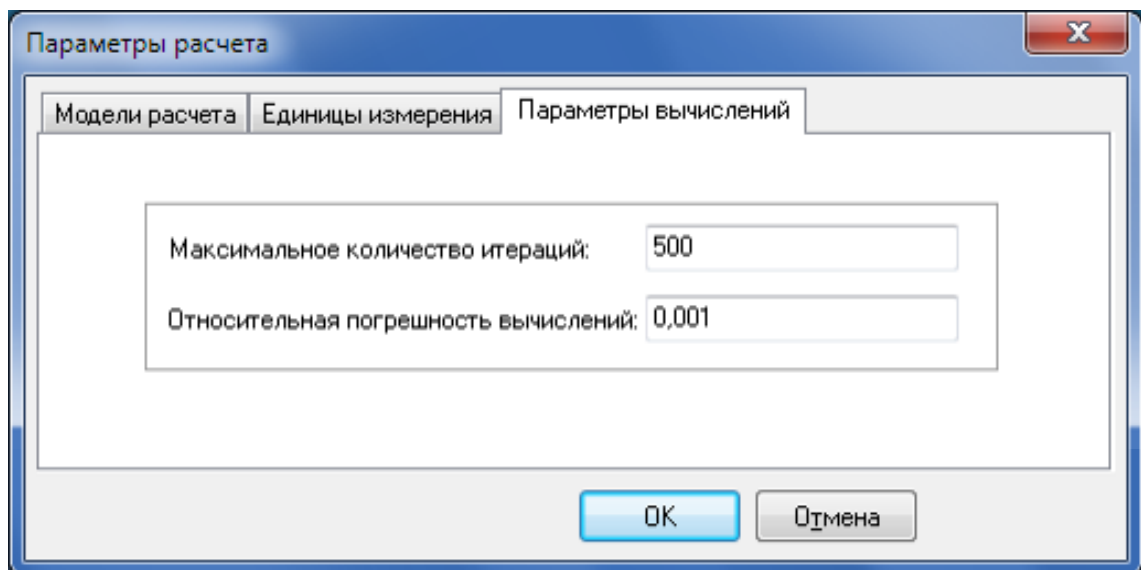


Рисунок 3.21 – Вид окна для задания параметров вычислений



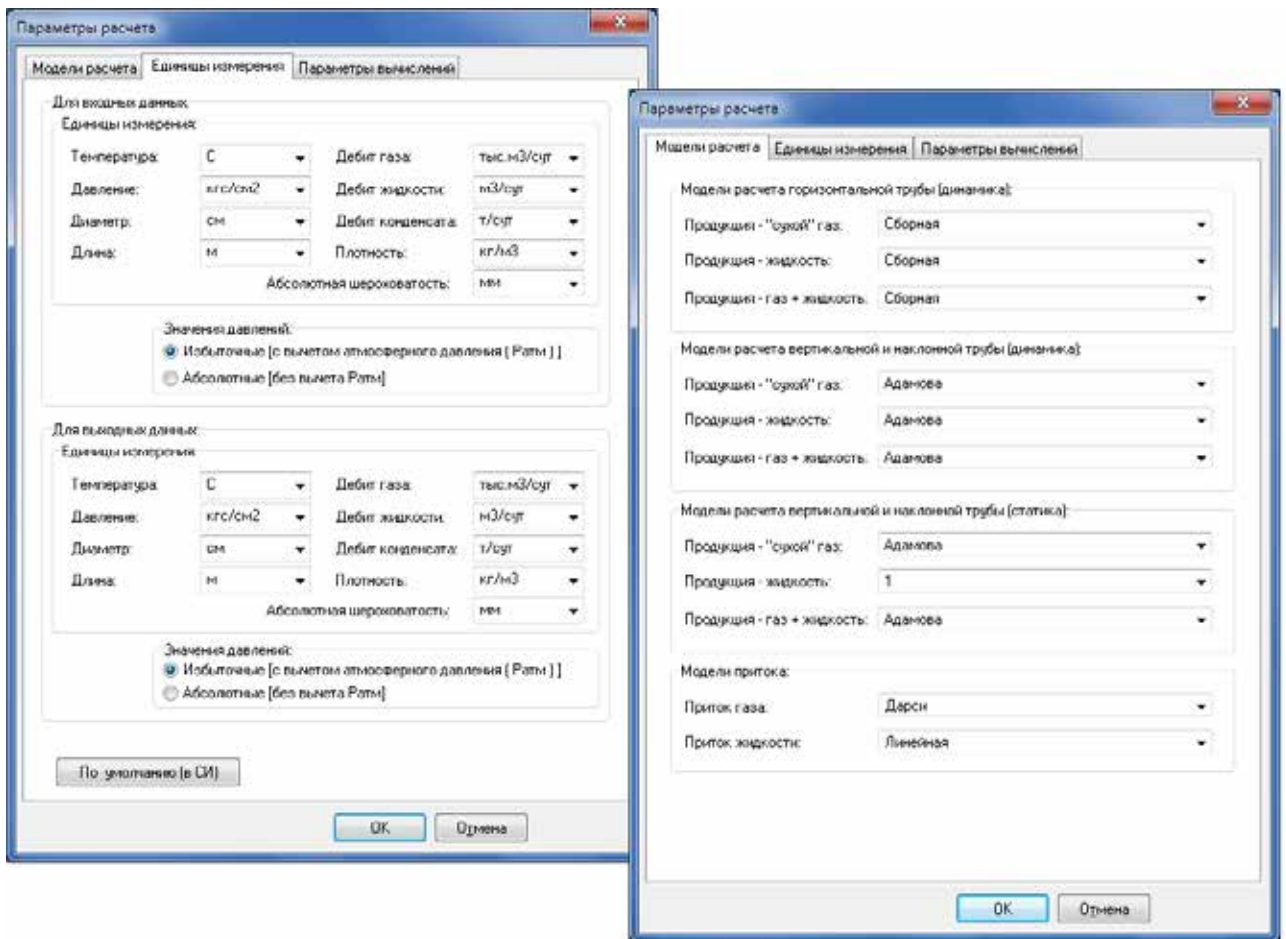


Рисунок 3.22 – Вид окон для задания единиц измерения физических величин и выбора моделей расчета

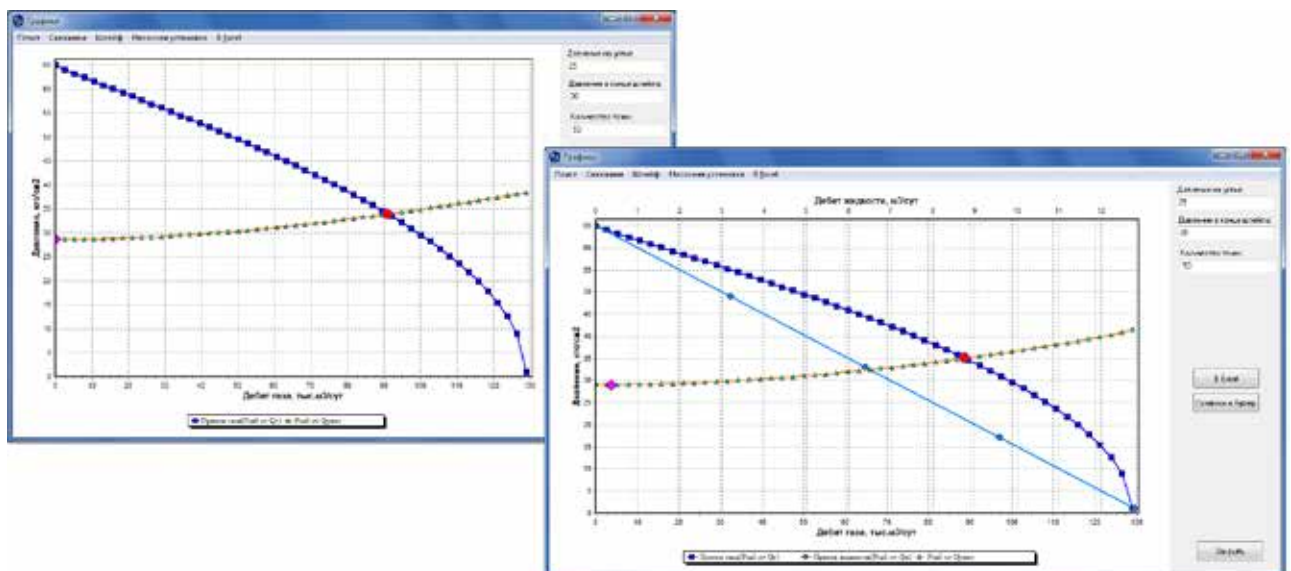


Рисунок 3.23 – Вид окон для построения графиков – характеристика скважины при работе «сухим» газом (слева) и газожидкостной смесью (справа) по насосно-компрессорным трубам при заданном давлении на устье

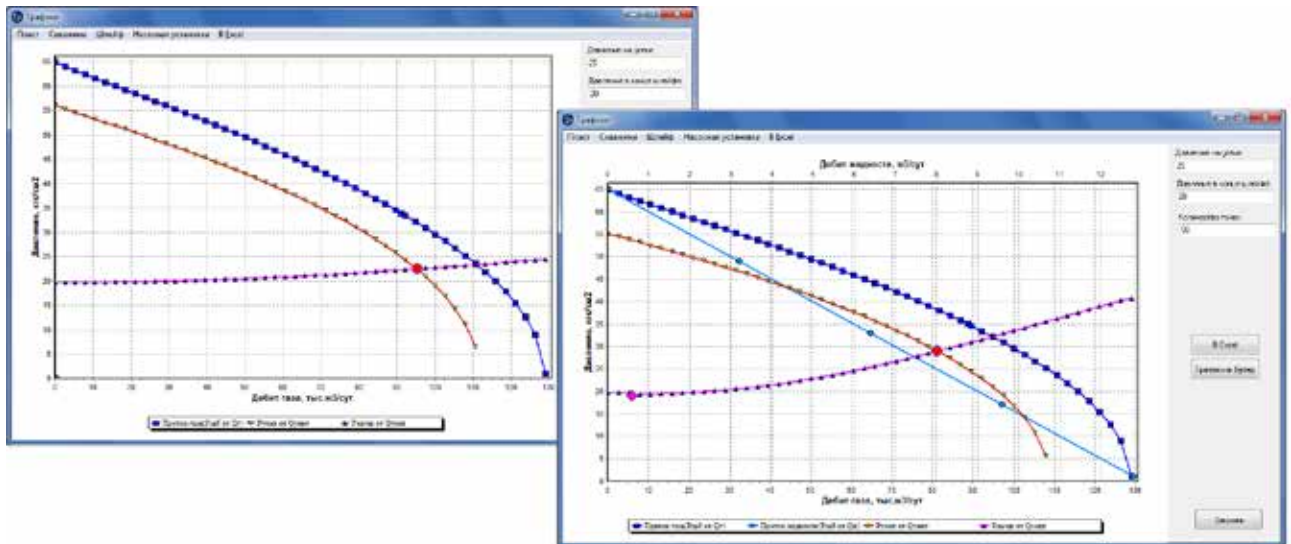


Рисунок 3.24 – Вид окон для построения графиков – характеристика шлейфа при работе «сухим» газом (слева) и газожидкостной смесью (справа) при заданном давлении в конце шлейфа

Таким образом, разработан пользовательский интерфейс программного обеспечения ИИС для моделирования технологических процессов добычи и сбора продукции из обводненных газовых скважин с откачкой пластовой жидкости УЭЦН и оценки динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважины.

### 3.4 Выводы по третьему разделу

1. В результате анализа выявлены недостатки существующего информационно-программного обеспечения ИИС насосной откачки пластовой жидкости из скважин.
2. Предложена методика определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины с помощью модели системы ПСШ в составе ИИС с учетом значений измеренных величин давления и температуры на устье и забое скважины, расхода и плотности газа, плотности жидкости.
3. Разработано информационное и программное обеспечение ИИС для моделирования технологических процессов добычи и сбора продукции из обвод-

ненных газовых скважин, основанное на использовании системы «Интегрированная геолого-технологическая модель газоконденсатного месторождения», отличающееся введением алгоритма определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважины.

4. Разработаны алгоритмы движения продукции в системе ПСШ, алгоритм оценки динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважины на основе итерационных последовательных приближений, обеспечивающий точность вычислений в пределах инструментальной ошибки измерений датчиков давления.

## **4 ИССЛЕДОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЯЕМОЙ НАСОСНОЙ ОТКАЧКИ ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ**

На заключительном этапе исследования предлагаются технические решения по компоновке газовой скважины с ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости, и проводится оценка их эффективности, рекомендации и выводы. Оценка эффективности ИИС добычи газа с насосной откачкой пластовой жидкости из обводненных газовых скважин позволит определить правильность выбранного направления совершенствования системы ПСШ и полноту достижения цели исследования.

### **4.1 Разработка технических решений построения системы ПСШ с управляемой насосной откачкой пластовой жидкости**

Суть технологии добычи газа с насосной откачкой жидкости заключается в раздельной добыче газа и жидкости из скважин, что позволит увеличить депрессию на пласт при том же давлении на входе в УКПГ, а значит и увеличить добычу газа.

Кроме того, насосная добыча жидкости позволит эксплуатировать скважины независимо от величины пластового давления, состояния призабойной зоны и величины притока газа, обеспечит добычу накапливаемого в призабойной зоне конденсата, уменьшит объем заземленного газа и замедлит темпы обводнения месторождения.

Необходимо поддерживать в скважине динамический уровень жидкости ниже середины интервала перфорации, так как при этом можно добиться максимального освобождения призабойной зоны от жидкости и, тем самым, увеличить возможность для притока газа.

На рисунке 4.1 предложена схема компоновки обводненной газовой скважины с ИИС управляемой откачки пластовой жидкости УЭЦН.

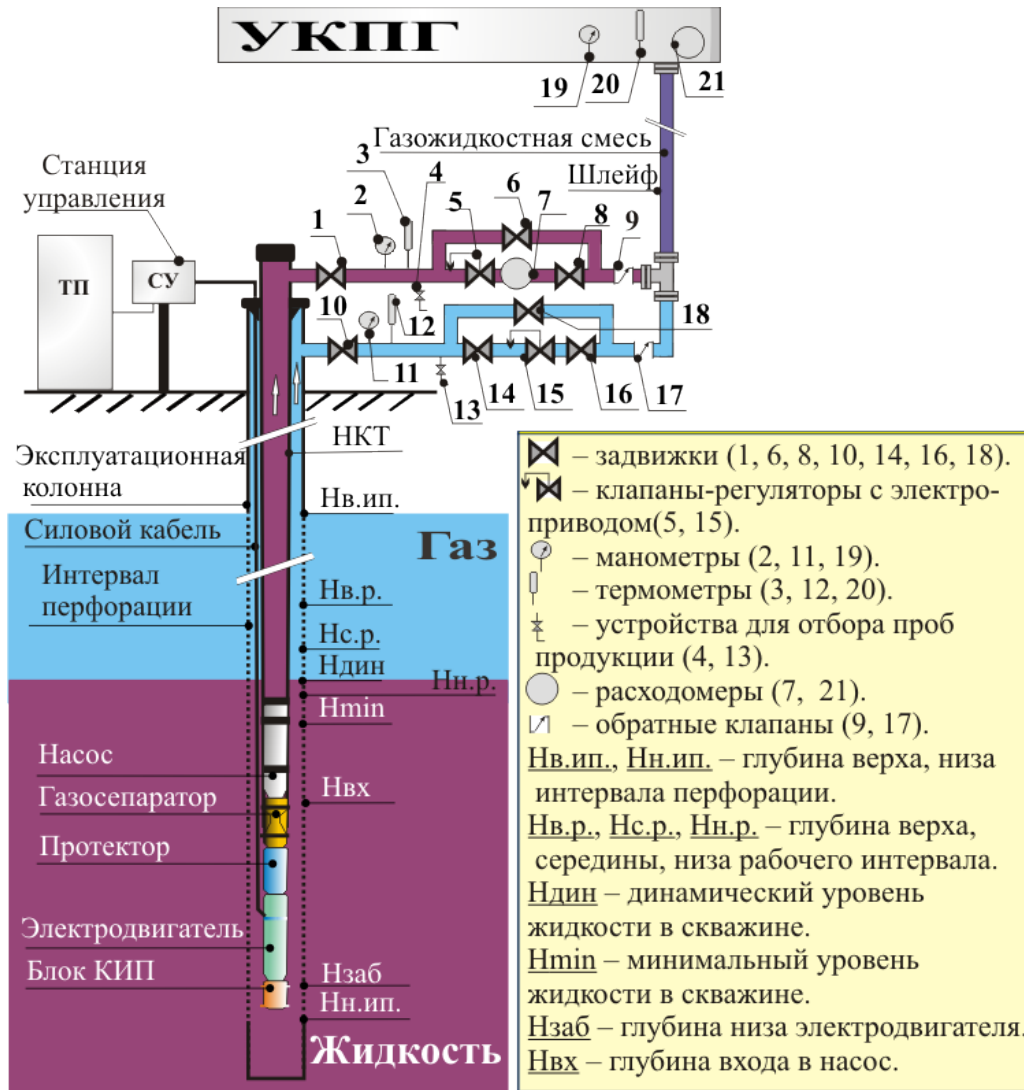


Рисунок 4.1 – Компоновка скважины с ИИС насосной откачки пластовой жидкости

На рисунке 4.1 показаны предложенные измерительные устройства в составе ИИС, необходимые для определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважины: манометры (2, 11, 19), термометры (3, 12, 20), устройства для отбора проб газа и жидкости (4, 13), расходомеры (9, 17), блок контрольно-измерительных приборов на забое скважины.

Клапаны-регуляторы (5, 15) оснащены электроприводом, соединенным со станцией управления. Клапан 5 регулирует давление на выходе из НКТ (устьевое давление), а тем самым и подачу центробежного насоса.

Манометр 2 и термометр 3 замеряют давление и температуру на выходе из НКТ, 11 и 12 - на выходе из затрубного пространства, 19 и 20 - в конце шлейфа.

Задвижки (1, 6, 8, 10, 14, 16, 18) используются в случае аварии, либо при выполнении ремонтных работ на скважине.

Устройства для отбора проб жидкости (4) и газа (13) необходимы для получения информации о составе и плотности добываемой продукции.

Расходомер 7 замеряет количество жидкости, приходящее на устье скважины, а 21 - количество газа, поступающего от скважины на УКПГ.

Обратные клапаны (9,17) предотвращают движение продукции в обратном направлении - из шлейфа в скважину.

Блок КИП на забое скважины крепится к нижней части ПЭД (рисунок 4.1), обеспечивает передачу геофизической информации (температуру и давление на забое скважины и температуру ПЭД) на устье скважины, например БП-103М от фирмы ОАО «Ижевский радиозавод» (рисунок 4.2), характеристики которого представлены в таблице 4.1 [69].



Рисунок 4.2 – Блок телеметрии БП-103М от фирмы ОАО «Ижевский радиозавод»

Таблица 4.1 – Характеристики высокоточного погружного блока БП-103М [69]

Параметры	Значение
Измерение давления на приеме:	
— диапазон измерения, МПа	0...32
— разрешающая способность, МПа	0,001
— относительная погрешность, %	0,5
Измерение температуры на приеме:	
— диапазон измерения, °С	0...150
— разрешающая способность, °С	1
— относительная погрешность, %	2
Измерение температуры ПЭД:	
— диапазон измерения, °С	0...250
— разрешающая способность, °С	1
— относительная погрешность, %	2
Время обновления всех параметров, с, не более	10

Для измерения давления и температуры продукции на выходе из НКТ и за-трубного пространства, в конце шлейфа может быть использован манометр-термометр типа «НЕДРАКАМ-устье101» фирмы ООО «НЕДРАКАМ» (рисунок 4.3), характеристики которого представлены в таблице 4.2 [72].



Рисунок 4.3 – Устьевой манометр-термометр «НЕДРАКАМ-устье101» фирмы ООО «НЕДРАКАМ»

Таблица 4.2 – Характеристики манометра-термометра «НЕДРАКАМ - устье101» [72]

Параметры	Значение
Канал измерения давления:	
— диапазон измерения, МПа	0...25 (40, 60, 100)
— относительная приведенная погрешность, %	0,16
— дискретность, МПа	0,001
Канал измерения температуры:	
— диапазон измерений, °С	-60...+130
— абсолютная погрешность, °С	±0,5
— дискретность, °С	0,003

Для измерения расхода газа может быть использован расходомер «Супер-Флоу-21В» фирмы ЗАО «СовТИГаз» (рисунок 4.3), характеристики которого представлены в таблице 4.3 [66].



Рисунок 4.4 – Расходомер газа «СуперФлоу-21В» производства ЗАО «СовТИГаз»

Таблица 4.3 – Характеристики расходомера газа «СуперФлоу-21В» [66]

Параметры	Значение
Диапазон измерений объемного расхода газа, тыс. м <sup>3</sup> /сут	от 0,144 до 3120
Диапазон значений скоростей измеряемого газа, м/с	от 0 до 36
Тип выходного сигнала	RS-232, RS-485
Диаметр условного прохода расходомера должен быть, мм	от 50 до 1400
Длина прямолинейного участка, мм, не менее	10Ду до и 3Ду после
Длина прямолинейного участка при использовании выпрямителя потока, мм, не менее	5Ду до и 3 Ду после
Пределы допускаемой относительной погрешности комплекса при измерении объемного расхода и объема газа, приведенного к стандартным условиям в зависимости от количества измерительных лучей применяемых в счетчике, %:	
-2 измерительных луча	±1,5
-4 измерительных луча:	±1,0
Потребляемая мощность комплекса, Вт, не более	20
Параметры рабочей среды:	
- абсолютное давление, МПа	от 0,2 до 25
- температура измеряемой среды °С,	от -25 до 60
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	25000

Для измерения расхода жидкости может быть использован расходомер «НОРД-100» фирмы ООО «Вест-Метрология» (рисунок 4.3), характеристики которого представлены в таблице 4.3 [70].



Рисунок 4.5 – Расходомер жидкости «НОРД-100» производства ООО «Вест-Метрология»



Таблица 4.4 – Характеристики расходомера жидкости «НОРД-100» [70]

Параметры	Значение
Рабочий объем, см <sup>3</sup>	102,54
Разрешающая способность, см <sup>3</sup> /имп	10
Диаметр условного прохода, мм	25
Расход, м <sup>3</sup> /сут	
- минимальный	3,6
- номинальный	288
- максимальный	360
Рабочее давление, МПа	4
Измеряемая среда	Жидкость неагрессивная/агрессивная
Габариты, мм	222x145x160
Масса, кг	7,5

Таким образом, предложены технические решения по компоновке газовой скважины с ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости, включающей в себя измерительные устройства на УКПГ, устье и забое скважины для получения информации о параметрах системы ПСШ.

#### **4.2 Методика оценки эффективности ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости**

Проблемой оценки эффективности использования ИИС управляемой откачки пластовой жидкости УЭЦН из обводненных газовых скважин является технико-экономическая сложность проведения натурного эксперимента. Поэтому разработка методики экспериментальных исследований внедрения ИИС в систему ПСШ становится актуальной научной задачей.

Основным методом исследования эффективности работы системы ПСШ с ИИС насосной откачкой пластовой жидкости из обводненных газовых скважин принят метод имитационно-аналитического моделирования. Сущность метода заключается в построение имитационно-аналитической модели (ИАМ) исследования, выбор критерия эффективности работы системы ПСШ с ИИС откачки пластовой жидкости с УЭЦН, определение методики оценки эффективности и проверка работоспособности моделей [23].

#### 4.2.1 Построение модели исследования

Автором совместно с Н.А. Соловьевым предложена структура имитационно-аналитической модели (ИАМ) исследования, представленная на рисунке 4.6, и состоящая из 3-х частей: информационной, имитационной и аналитической [23].

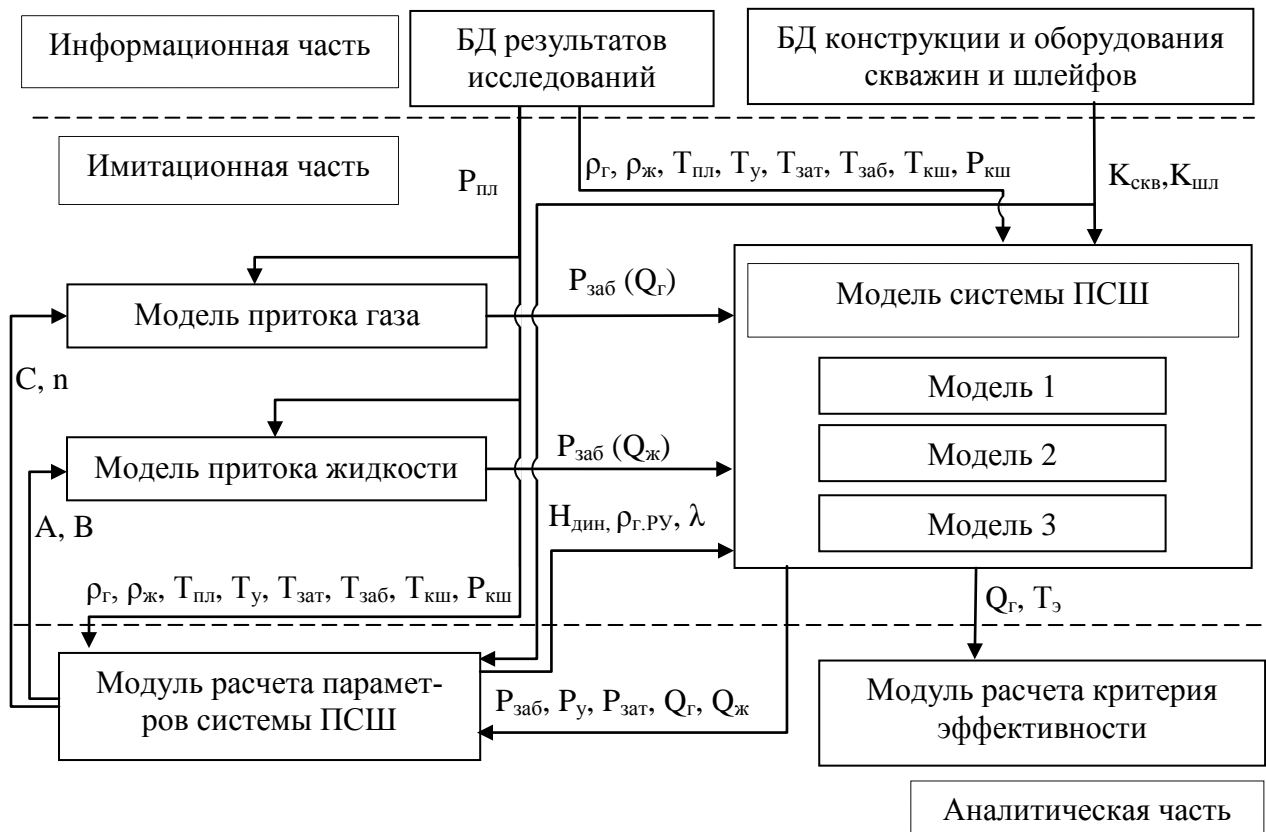


Рисунок 4.6 – Структура имитационно-аналитической модели оценки эффективности работы системы ПСШ

Элементами информационной части являются базы данных результатов комплексных исследований обводненных газовых скважин, а также справочные базы данные конструкций и оборудование скважин.

Элементами имитационной части модели являются модели притока газа и жидкости, модель системы ПСШ, имеющей 3 варианта: 1 – модель работы системы ПСШ без использования ИИС; 2 и 3 – модели работы системы ПСШ с

использованием ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости и совместной (по одному шлейфу - второй вариант системы ПСШ) и отдельной (по двум шлейфам - третий вариант) транспортировкой газа и жидкости до УКПГ (рисунок 2.4).

Элементами аналитической части модели являются модули: расчета критерия эффективности и расчета параметров системы ПСШ.

В модуле расчета параметров системы ПСШ вычисляются: коэффициенты притока газа ( $C$ ,  $n$ ) и жидкости ( $A$ ,  $B$ ); динамический уровень жидкости ( $H_{дин}$ ), плотность газа в рабочих условиях ( $\rho_{г.рв}$ ), коэффициент гидравлического сопротивления труб ( $\lambda$ ), с учетом информации о конструкции и оборудовании скважины ( $K_{нкт}$ ), шлейфов ( $K_{ш}$ ), полученной из базы данных (БД), и значений пластового давления и температуры ( $P_{пл}$ ,  $T_{пл}$ ), температур продукции на забое ( $T_{заб}$ ), устье скважины ( $T_y$  – температура на выходе из насосно-компрессорных труб (НКТ),  $T_{зат}$  – в затрубном пространстве) и в конце шлейфа ( $T_{ки}$ ), температура электродвигателя ( $T_{э}$ ), давлений на забое скважины и в конце шлейфа ( $P_{ки}$ ), дебиты газа ( $Q_{г}$ ) и жидкости ( $Q_{ж}$ ), плотности газа ( $\rho_{г}$ ) и жидкости ( $\rho_{ж}$ ) при стандартных условиях, считываемых из БД результатов исследований скважины.

В модуле расчета критерия эффективности определяются численные значения эффективности работы системы ПСШ по моделям 1-3.

Основными факторами для оценки эффективности, учитываемыми в моделях, являются дебит газа и тепловое равновесие электродвигателя УЭЦН.

Таким образом, разработана структура имитационно-аналитической модели, обеспечивающей расчет показателя эффективности и позволяющей выделить из всего многообразия факторов, определяющих результаты работы системы ПСШ с ИИС управляемой насосной откачкой пластовой жидкости из обводненных газовых скважин УЭЦН, те, которые регулируются в ходе выработки решения, получить количественную их оценку и выявить связи с процессами, протекающими в системе ПСШ.

#### 4.2.2 Выбор критерия и разработка методики оценки эффективности ИИС

Основой оценки эффективности работы системы ПСШ с ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости является выбор критерия эффективности, который позволит сравнить и выбрать наилучший из трех вариантов (п. 4.2.1) системы добычи газа из обводненных газовых скважин:

Критерий эффективности, как правило, определяется по наиболее важному для решаемой задачи показателю [11]. С позиций системного подхода [72], критерий эффективности это не число, а признак (условие), по которому принимается решение при оценке эффективности системы.

С учетом этого, можно рассматривать два способа оценки эффективности работы системы ПСШ: сравнительная оценка вариантов системы ПСШ и оценка реализации возможностей ИИС управляемой насосной откачки жидкости из обводненных газовых скважин.

При использовании первого способа оценивается прирост эффективности различных вариантов  $DЭ$ , %, вычисляемый по формуле

$$DЭ = (\mathcal{E}_i - \mathcal{E}_n) / \mathcal{E}_n \times 100, \quad (4.1)$$

где  $\mathcal{E}_i$ ,  $\mathcal{E}_n$  – значение критерия эффективности  $i$  – ого варианта системы ПСШ с ИИС и системы ПСШ без ИИС.

При втором способе рассчитывается нормированный показатель эффективности  $\mathcal{E}_{нор}$

$$\mathcal{E}_{нор} = \frac{\mathcal{E}_i}{\mathcal{E}_{опт}}, \quad (4.2)$$

где  $\mathcal{E}_i$ ,  $\mathcal{E}_{опт}$  – значение показателя эффективности ИИС при  $i$  –ом и оптимальном вариантах.

В рамках настоящего исследования предпочтение отдано первому способу, потому что он позволяет дать ответ о достижении цели исследования.

Выбран основной показатель эффективности  $Q_2$  с установлением ограничений на  $T_2$  при работе системы ПСШ с ИИС (не более критического значения ( $T_{кр}$ ), при котором нарушается тепловое равновесие электродвигателя).

Критерий эффективности работы системы ПСШ с ИИС управляемой насосной откачки жидкости, применяемый в имитационно-аналитическом эксперименте, представлен в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Критерий эффективности работы системы ПСШ

Задача	Критерий эффективности	
	основной признак	ограничение
Обеспечить максимальный дебит газа	$\mathcal{E}_Q = (Q_g - Q_{г.н})/Q_{г.н} \cdot 100\% \text{ @ } \max,$ где $Q_{г.н}$ – дебит газа для системы ПСШ без ИИС	$T_g < T_{кр}$
Обеспечить тепловой баланс электродвигателя		

С учетом сказанного, предложена методика оценки эффективности работы системы ПСШ, представленная на рисунке рисунке 4.7 [23].

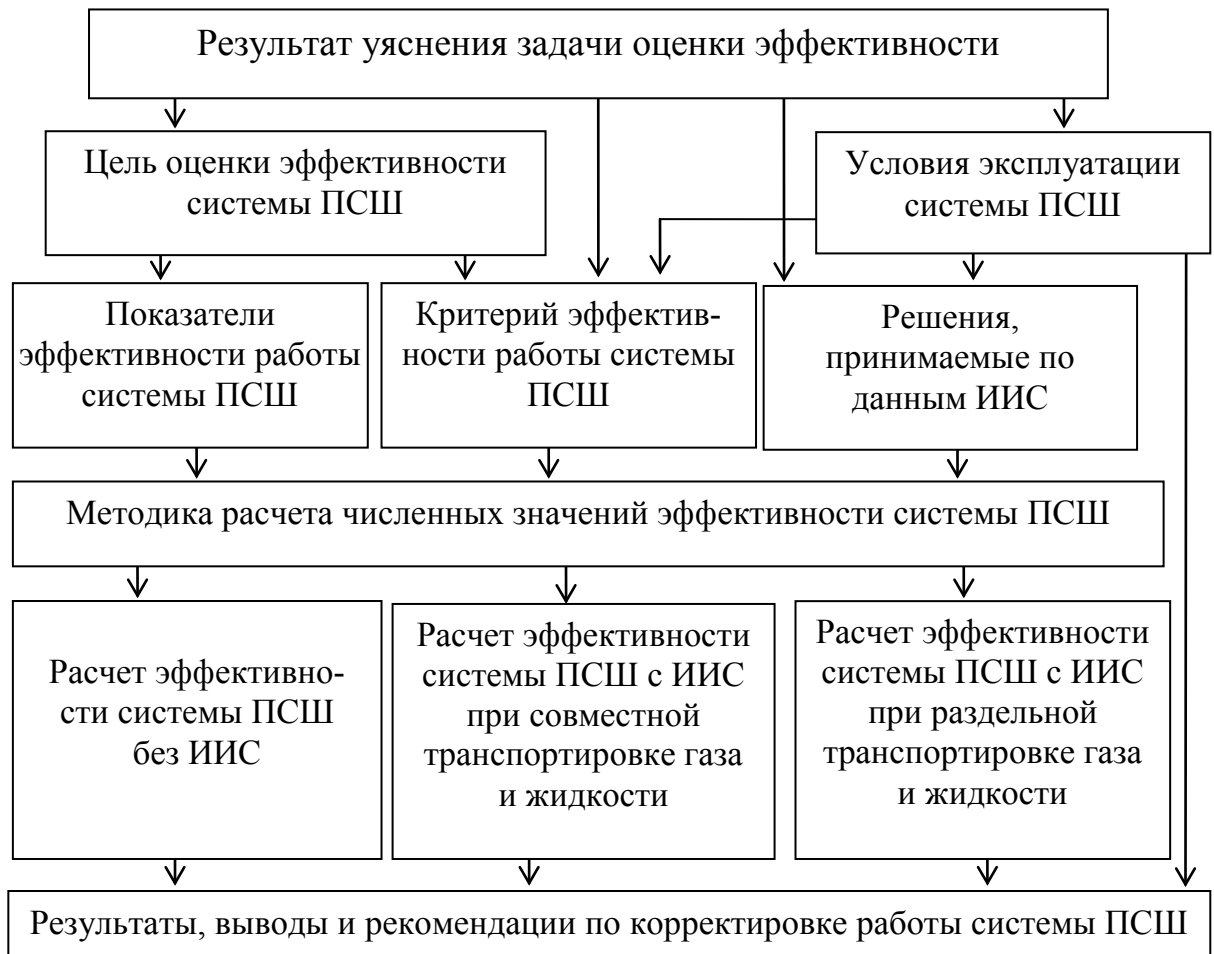


Рисунок 4.7 – Структура методики оценки эффективности системы ПСШ

Цель оценки эффективности является определяющим фактором в формировании методики оценки. Предлагается исследовать работу системы ПСШ без использования и с использованием предложенной ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости.

Основой методики является расчет показателей эффективности системы ПСШ на основе моделей, предложенных в п. 4.2.1. Вывод о лучшем варианте работы системы ПСШ, делается при сопоставлении полученных результатов с принятыми критериями эффективности.

Таким образом, предложена методика оценки эффективности добычи газа из обводненных газовых скважин с откачкой пластовой жидкости на основе разработанной модели экспериментальных исследований системы ПСШ по параметрам продукции, измеряемым и рассчитываемым в ИИС.

#### **4.3 Оценка эффективности ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости**

Оценка эффективности работы системы ПСШ с ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости проводилась на основе имитационно-аналитической модели, разработанной в п. 4.2.2 [24].

Исходное условие исследования – подбор параметров системы ПСШ для увеличения дебита газа при сохранении надежности работы УЭЦН.

Исследование по трем вариантам работы системы ПСШ, описанных в п. 4.2.2, проводились в соответствии с целевой функцией (1.3) в виде имитационного эксперимента [24, 135, 147] с помощью разработанного программного обеспечения МДСП в составе ИИС [130].

Результаты имитационного моделирования работы системы ПСШ с ИИС управляемой откачки пластовой жидкости УЭЦН, представленные на рисунке 4.8, показывают, что использование предложенной ИИС насосной откачки жидкости позволит увеличить дебит газа на 26% при первом способ подключения скважины (рисунок 2.4-а), что соответствует точке *C1*.

При подключении скважины вторым способом (рисунок 2.4-б) дебит газа

возрастет на 33% - точка С2. ИИС управляемой откачки пластовой жидкости УЭЦН определяет перемещение точки С к С1 (С2) за счет поддержания уровня жидкости в скважине близкого к  $H_{с.р.}$  (рисунок 4.1).

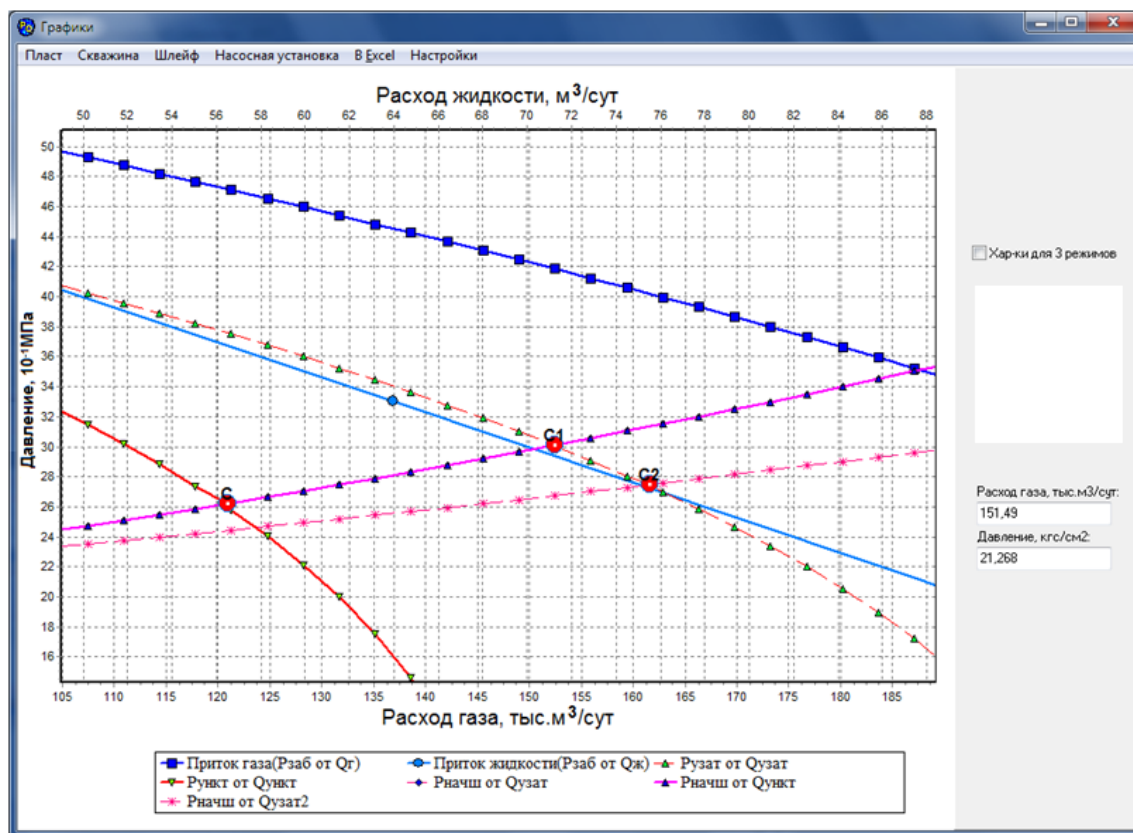


Рисунок 4.8 – Результаты моделирования в ПО ИИС МДСП

Результаты имитационного эксперимента и оценки эффективности управляемой откачки пластовой жидкости с предложенной ИИС отражены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Результаты имитационного эксперимента и оценки эффективности

Режим	Давление						Температура		Расход		Эффект
	Пластовое	на забое	на устье	в заглубе	в начале шлейфа	в конце шлейфа	пластовая	на устье, в заглубе, в шлейфе	газа	жидкости	
	10 <sup>-1</sup> МПа						°С		тыс. м³/сут	м³/сут	
С		47,3	26,1	40,6	26,1				121	56,6	-
С1	100	41,9	30	30	30	20	31,5	9	153	71,3	+26
С2		40,3	27,5	27,5	27,5				161	75,6	+33

Анализ результатов эксперимента показывает, что ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости обеспечивает увеличение дебит газа на 26% при совместной транспортировке газа и жидкости до УКПГ, что соответствует режиму С1. При транспортировке газа и жидкости по разным шлейфам до УКПГ дебит газа возрастет на 33% - режим С2.

В то же время внедрение ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости потребует дополнительных материальных затрат, что в современных условиях дефицита средств должно сопровождаться комплексным экономическим анализом предложенных решений.

Таким образом, эффективность добычи газа с насосной откачкой пластовой жидкости улучшается за счет управления работой погружного оборудования в зависимости от параметров продукции, измеряемых и получаемых в результате моделирования в ИИС, что обеспечивает увеличение дебита газа при сохранении надежности работы УЭЦН.

#### **4.4 Направления дальнейших исследований**

В качестве дальнейших исследований рассматриваются следующие направления:

- формирование контура управления электроцентробежным насосом при откачке пластовой жидкости из обводненных газовых скважин с учетом сохранения теплового равновесия электродвигателя;
- разработка методики и алгоритмов информационного и программного обеспечения ИИС добычи продукции с управляемой откачкой пластовой жидкости с помощью установки винтового штангового насоса с поверхностным приводом;
- разработка методики и алгоритмов информационного и программного обеспечения ИИС добычи продукции горизонтальных, многоствольных скважин, группой скважин.

Полученный опыт применения рассмотренной технологии добычи газа с



использованием ИИС управляемой откачки пластовой жидкости УЭЦН на Основной залежи ОНГКМ, находящейся на поздней стадии разработки, может быть использован на других газовых и газоконденсатных месторождениях, где эксплуатация скважин также осложняется обводнением.

Таким образом, определены направления дальнейшей работы в области совершенствования ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин.

#### **4.5 Выводы по четвертому разделу**

1. Предложены технические решения по компоновке скважины с ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин, отличающейся наличием измерительных устройств на УКПГ, забое и устье скважины и модели ПСШ в контуре измерения динамического уровня пластовой жидкости в затрубном пространстве.

2. Разработана структура имитационно-аналитической модели, обеспечивающей расчет показателя эффективности и позволяющей выделить из всего многообразия факторов, определяющих результаты работы системы ПСШ с ИИС управляемой насосной откачкой пластовой жидкости из обводненных газовых скважин УЭЦН, те, которые регулируются в ходе выработки решения, получить количественную их оценку и выявить связи с процессами, протекающими в системе ПСШ.

3. Предложена методика, позволяющая оценить эффективности добычи газа из обводненных газовых скважин с откачкой пластовой жидкости на основе разработанной имитационно-аналитической модели экспериментальных исследований системы ПСШ по параметрам продукции, измеряемым и рассчитываемым в ИИС.

4. Эффективность добычи газа с ИИС насосной откачкой пластовой жидкости может быть улучшена за счет управления работой погружного оборудования в зависимости от параметров продукции, что обеспечит увеличение дебита газа (26-33%) при сохранении надежности работы насоса и электродвигателя УЭЦН.

5. Определены направления дальнейшей работы в области совершенствования ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин.

6. Выполненные исследования свидетельствуют о необходимости проведения опытных испытаний ИИС управляемой откачки пластовой жидкости с помощью установки винтового штангового насоса с поверхностным приводом.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные результаты и выводы исследования представлены следующими положениями:

1. Анализ технологических процессов в системе ПСШ обводненных газовых скважин как объекта измерения позволил выявить метрологические параметры для построения ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости, один из которых - динамический уровень жидкости в затрубном пространстве скважины - является критичным для надежной работы УЭЦН, но не поддается прямому измерению.

2. Предложенный способ определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины позволяет заменить эхолот в ИИС моделью системы ПСШ с насосной откачкой пластовой жидкости на основе измеряемых параметров продукции скважины (давлений, температур на устье - на выходе из затрубного пространства, и забое скважины - на входе в центробежный насос; расхода газа; плотностей газа и жидкости).

3. Разработанная математическая модель технологических процессов системы ПСШ с насосной откачкой пластовой жидкости позволила установить зависимость динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины от измеряемых ИИС параметров скважины.

4. Разработанное информационное и программное обеспечение ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости позволило реализовать методику определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважины на основе итерационного алгоритма последовательных приближений, обеспечивающего точность вычислений в пределах инструментальной ошибки измерений датчиков ИИС на устье и забое скважины.

5. Предложена структура ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин, отличающаяся наличием модели ПСШ в контуре измерения динамического уровня пластовой жидкости в затрубном пространстве, которая обеспечивает тепловое равновесие электродвигателя насоса.

6. Анализ результатов имитационного эксперимента по оценке эффективности работы системы ПСШ с управляемой насосной откачкой пластовой жидкости показал, что внедрение предложенной ИИС позволит увеличить дебит газа обводненных скважин на 26-33% в зависимости от способа транспортировки газа и жидкости по шлейфам до УКПГ. Дальнейшие исследования необходимо направить на разработку контура управления работой УЭЦН, адаптивного к изменению динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважины, определяемого посредством ИИС.

Данное диссертационное исследование следует рассматривать в качестве очередного шага на пути решения проблемы обводнения газовых скважин за счет управляемой насосной откачки пластовой жидкости с использованием информационно-измерительной системы. Несомненно, данное направление будет предметом исследования в областях информационно-измерительных систем, автоматизации и управлении технологическими процессами добычи и транспортировки продукции газоконденсатных месторождений.

Основные теоретические и практические результаты исследований заключаются в разработанных программном обеспечении и технических решениях ИИС управляемой откачки пластовой жидкости погружным электроцентробежным насосом, что подтверждается актом внедрения ООО «Газпром добыча Оренбург» и использованием в учебном процессе ФГБОУ ВПО «Оренбургский государственный университет».

Основные результаты работы обсуждались и получили одобрение на девяти международных и всероссийских научно-практических конференциях (2010-2014 гг.), региональном молодежном инновационном конвенте (2012 г.), научной школе-семинаре молодых ученых и специалистов (2012 г.) и опубликованы в 12 статьях.

По результатам исследований получено свидетельство о государственной регистрации программного продукта «Программная система моделирования технологических процессов добычи и сбора продукции из обводненных газовых скважин» (№ 2013617790 [130]).

**ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ**

БВН – блок входных ниток.

БД – база данных.

ВАК – высшая аттестационная комиссия.

ВНПК – всероссийская научно-практическая конференция.

ГЖС – газожидкостная смесь.

ДЛМ БД – датологическая модель базы данных.

ДК – диаграмма классов.

ИГТМ – интегрированная геолого-технологическая модель месторождения.

ИИС – информационно-измерительная система.

ИМА – имитационно-аналитическая модель.

КИП – контрольно-измерительные приборы.

КЭС – кратковременная эксплуатация скважин.

МДСП – «Программная система моделирования технологических процессов добычи и сбора продукции из обводненных газовых скважин».

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение.

НКТ – насосно-компрессорные трубы.

НПК – научно-практическая конференция.

НУ – нормальные условия.

ОНГКМ – Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение.

ПАВ – поверхностно-активные вещества.

ПО – программное обеспечение.

ПО ИИС МДСП – программное обеспечение информационно-измерительной системы «Программная система моделирования технологических процессов добычи и сбора продукции из обводненных газовых скважин».

ПСШ – система «пласт-скважина-шлейфовый трубопровод» или система «пласт-скважина-шлеф».

ПЧ – преобразователь частоты.

ПЭД – погружной электродвигатель.

РУ – рабочие условия.

СРГ – сборно-распределительная гребенка.

СтУ – стандартные условия.

СУ – станция управления.

СУБД – система управления базами данных.

ТП – трансформаторная подстанция.

УВШН – установка винтового штангового насоса с наземным приводом.

УКПГ – установка комплексной подготовки газа.

УЭЦН – установка электроцентробежного погружного насоса.

ЭК – эксплуатационная колонна.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Абрамов, Г.С. Практическая расходометрия в промышленности / Г.С. Абрамов, А.В. Барычев, М.И. Зимин. – М: ВНИИОЭНГ, 2000. – 472 с.
2. Автоматизация анализа нефтепромысловых замеров / Р.Н. Асмандияров [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2011. - № 6. – С.58-61.
3. Автоматизация технологических процессов добычи и подготовки нефти и газа / Е.Б. Андреев [и др.]. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. - 399 с.
4. Айтлер, Й. Модификация установок эксцентриковых винтовых насосов в целях использования в газовых скважинах для снижения уровня жидкости / Й. Айтлер, М. Зейвальд // Матер. конференции DGMK/ÖGEW-Frühjahrstagung 2008 in Celle.
5. Алиев, Р.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев, В.Д. Белоусов, А.Г. Немудров. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
6. Алиев, Т.М. Измерительные информационные системы в нефтяной промышленности / Т.М. Алиев, А.М. Мелик-Шахназаров, А.А. Тер-Хачатуров. – М.: Недра, 1981. – 351 с.
7. Алтунин, А.Е. Модели и алгоритмы принятия решений в нечетких условиях: монография / А.Е. Алтунин, М. В. Семухин. – Тюмень: Изд. ТГУ, 2000. – 352 с.
8. Ананенков, А.Г. АСУ ТП промыслов газоконденсатного месторождения Крайнего Севера ООО «Ямбурггазодобыча» / А.Г. Ананенков, Г.П. Ставкин, Э.Г. Талыбов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 271 с.
9. Архангельский, А.Я. Программирование в С++ Builder 6 / А.Я. Архангельский. – М.: ООО «Бином-Пресс», 2003. – 1152 с.
10. Архангельский, А.Я. Программирование в Delphi 7 / А.Я. Архангельский. – М.: ООО «Бином-Пресс», 2003. – 1024 с.

11. Байков, П.Р. Методы анализа надежности и эффективности систем добычи и транспорта углеводородного сырья / П.Р. Байков, Е.А. Смородов, К.Р. Ахмадуллин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 275 с.
12. Барсегян, А.А. Методы и модели анализа данных: OLAP и Data Mining / А.А. Барсегян, М.С. Куприянов, В.В. Степаненко, И.И. Холод. – СПб.: БХВ-Петербург, 2004. – 336 с.
13. Бессекерский, В.А. Теория систем автоматического управления / В.А. Бессекерский, Е.П. Попов. – 4-е, перераб. и доп. – СПб.: Изд-во «Профессия», 2003. – 752 с.
14. Блюменцев, А.М. Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин / А.М. Блюменцев, Г.А. Калистратов, В.М. Лобанков, В.П. Цирульников. – М.: Недра, 1991. – 266 с.
15. Богданов, А.А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти / А.А. Богданов. – М.: Недра, 1968. – 272 с.
16. Брилл, Дж. Многофазный поток в скважинах / Дж. Брилл, Х. Мукерджи. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 384 с.
17. Брот, А.Р. Установки винтовых насосов с поверхностным приводом как способ рентабельной эксплуатации малодебитного фонда добывающих скважин / А.Р. Брот // Нефтесервис. – 2010. – № 2. – С. 94–95.
18. Бузинов, С.Н. О формуле для расчета потерь давления в газовых скважинах на поздней стадии разработки месторождений / С.Н. Бузинов // Газовая промышленность. – 2011. – № 12. – С. 18-21.
19. Валеев, А.Ф. Анализ методов механизированной добычи пластовой жидкости обводненных газовых скважин / А.Ф. Валеев, Н.А. Соловьев // Современные информационные технологии в науке, образовании и практике: материалы X всерос. науч.-практ. конф.–Оренбург: ООО ИПК «Университет», 2012.–С. 7-11.



20. Валеев, А.Ф. Анализ проблем добычи продукции газоконденсатного месторождения в условиях обводнения скважин / А.Ф. Валеев, Н.А. Соловьев // Теоретические вопросы разработки, внедрения и эксплуатации программных средств: материалы всерос. науч.-практ. конф. – Орск: Изд. ОГТИ, 2011. – С. 18-21.

21. Валеев, А.Ф. Концепция совершенствования технологических режимов работы системы «пласт-скважина-шлейф» в условиях обводнения газовых скважин и способ её реализации [Электронный ресурс] / А.Ф. Валеев, Н.А. Соловьев, А.Г. Шуэр // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – №4. – С. 136-149. – Режим доступа: [http://www.ogbus.ru/authors/ValeevAF/ValeevAF\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/ValeevAF/ValeevAF_1.pdf).

22. Валеев, А.Ф. Методика и алгоритм определения динамического уровня жидкости в обводненной газовой скважине / А.Ф. Валеев, Н.А. Соловьев // Наука, техника, инновации 2014: материалы междунар. науч.-практ. конф. – Брянск: НДМ, 2014. – С. 197-202.

23. Валеев, А.Ф. Методика оценки эффективности информационно-измерительной системы насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин / А.Ф. Валеев, Н.А. Соловьев // Информационно-телекоммуникационные системы и технологии: материалы VI всерос. науч.-практ. конф. – Кемерово: ООО «Азия-Принт», 2014. – С. 27-28.

24. Валеев, А.Ф. Методика экспериментальных исследований информационно-измерительной системы насосной откачки жидкости из обводненных газовых скважин / А.Ф. Валеев, Н.А. Соловьев // Технические науки: тенденции, перспективы и технологии развития: материалы междунар. науч.-практ. конф.– Нижний Новгород: ООО «Ареал», 2014. – С. 62-66.

25. Валеев, А.Ф. Моделирование системы «пласт-скважина-шлейф» обводненных газовых скважин / А.Ф. Валеев, Н.А. Соловьев, А.Г. Шуэр // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2012. – №10. – С. 31 – 35.

26. Валеев, А.Ф. Проверка адекватности моделей работы шлейфовых трубопроводов Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Ф. Валеев // Материалы Ежегодной областной молодежной науч.-практ. конф. – Оренбург: ООО «Агентство «Пресса»», 2012. – С. 181.

27. Валеев, А.Ф. Программное обеспечение отработки информационно-управляющей системы добычи газа с механизированной откачкой пластовой жидкости / А.Ф. Валеев // Компьютерная интеграция производства и ИПИ-технологии: материалы VI всерос. науч.-практ. конф. – Оренбург: ООО ИПК «Университет», 2013. – С. 242-246.

28. Валеев, А.Ф. Система имитационного моделирования технологических процессов газодобычи с механизированной откачкой пластовой жидкости / А.Ф. Валеев // Материалы науч. школы-семинара молодых ученых и специалистов в области компьютерной интеграции производства. – Оренбург: ООО ИПК «Университет», 2012. – С. 7-12.

29. Валеев, А.Ф. Технология насосной добычи пластовой жидкости из обводненных газовых скважин / А.Ф. Валеев, Н.А. Соловьев // Компьютерная интеграция производства и ИПИ-технологии: материалы V всерос. науч.-практ. конф. – Оренбург: ИП Осиночкин Я.В., 2011. – С. 500-502.

30. Ведерникова, Ю.А. Разработка и использование гидродинамических моделей скважинных систем, оборудованных установками погружных электроцентробежных насосов [Электронный ресурс] / Ю.А. Ведерникова, И.Г. Соловьев // Вестник кибернетики. Вып. 1. – Тюмень: Изд-во ИПОС СО РАН, 2002. – 164 с. – Режим доступа: <http://www.ipdn.ru/rics/doc1/OC/2-ved-s.htm>.

31. Вендров А.М. Проектирование программного обеспечения экономических информационных систем: учебник / А.М. Вендров. – М.: Финансы и статистика, 2003. – 352 с.

32. Виленкин, Н.Я. Метод последовательных приближений / Н.Я. Виленкин. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Наука, 1968. – 108 с.

33. Вострокнутов, Н.Н. Цифровые измерительные устройства. Теория погрешностей, испытания, поверка / Н.Н. Вострокнутов. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 208 с.
34. ВСН 2.38-85. Проектирование промышленных стальных трубопроводов. – М.: Миннефтегазпром СССР, 1985. – 56 с.
35. Габдуллин, Т.Г. Оперативное исследование скважин / Т.Г. Габдуллин. – М.: Недра, 1981. – 213 с.
36. Габдуллин, Т. Г. Техника и технология оперативных исследований скважин / Т. Г. Габдуллин. – Казань : Плутон, 2005. – 336 с.
37. Геофизические исследования скважин / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Р.А. Резванов, А.Н. Африкян. – М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. – 400 с.
38. Гидродинамика газожидкостных смесей в трубах / В.А. Мамаев, Г.Э. Одишария, Н.И. Семенов, А.А. Точигин. – М.: Недра, 1969. – 208 с.
39. Говорков, Д.А. Технология визуально-графического анализа гидродинамики скважинной системы / Д.А. Говорков, Д.А. Власов // Вестник кибернетики. — Тюмень: Изд-во ИПОС СО РАН. – 2010. – № 9. – С. 37-42.
40. ГОСТ 2939-63. Газы. Условия для определения объема. - Введ. 1964-01-01. – М.: Издательство стандартов № 1988, 1964.
41. Граф, Х. Руководство для начинающего пользователя Joomla! 2.5 / Х. Граф. – Сосоате, 2012. – 278 с.
42. Гриценко, А.И. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах / А.И. Гриценко, О.В. Клапчук, Ю.А. Харченко.– М.: Недра, 1994. – 238 с.
43. Грон, В.Г. Исследование газожидкостного подъемника / В.Г. Грон, В.А. Сахаров. – М.: МИНГ, 1986. – 69 с.
44. Гужов, А.П. Совместный сбор и транспорт нефти и газа / А.П. Гужов. – М.: Недра, 1973. – 280 с.

45. Гукасов, Н.А. Технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин в период падающей добычи / Н.А. Гукасов, Г.Г. Кучеров.– М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 214 с.
46. Гуревич, Г.Р. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей / Г.Р. Гуревич, А.И. Брусиловский. – М.: Недра, 1984. – 264 с.
47. Двухфазный транспорт нефти и газа / Г.Э. Одишария, В.А. Мамаев, О.В. Клапчук, Ю.А. Толасов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1977. – 56 с.
48. Дейк, Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений: пер. с англ. / Л.П. Дейк. – М.: ООО «Премииум Инжиниринг», 2009. –570 с.
49. Дроздов, А.Н. Новая технология насосной эксплуатации обводненных газовых скважин для добычи низконапорного газа в осложненных условиях / А.Н. Дроздов, А.И. Ермолаев, Г.Г. Булатов // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2008. – № 6. – С. 54-58.
50. Дроздов, А.Н. Стенд с замкнутой циркуляцией по жидкости и газу для характеристик погружных центробежных насосов на газожидкостных смесях при повышенных давлениях у входа / А.Н. Дроздов // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2010. – № 12. – С.28-29.
51. Дроздов, А.Н. Установки погружных насосов с газосепараторами для эксплуатации скважин с высоким газовым фактором / А.Н. Дроздов, А.В. Деньгаев, В.С. Вербицкий // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2005. – № 6. – С.12-20.
52. Жевак, А.В. Моделирование и оптимизация процесса сбора данных в системе мониторинга газовых скважин и газосборных коллекторов / А.В. Жевак, В.Ю. Арьков // Вестник УГАТУ. – 2010. - № 5. – С.110-116.
53. Заикин, К.М. Технология эксплуатации обводненных газоконденсатных скважин Оренбургского НГКМ и рекомендации по устранению последствий обводнения / К.М. Заикин // Газовая промышленность. – 2012. – № 4. – С. 35-39.

54. Зотов, Г.А. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Г.А. Зотов, З.А. Алиев. – М.: Недра, 1980. – 301 с.

55. Ивановский, В.Н. Установки погружных центробежных насосов для добычи нефти / В.Н. Ивановский, С.С. Пекин, А.А. Сабиров. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. – 256 с.

56. Игнатъев, М. Интеллектуальные системы управления / М. Игнатъев // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 21. – С. 24-32.

57. Ильясов, Б.Г. Интеллектуальная автоматизированная система управления установкой электроцентробежного насоса / Б.Г. Ильясов, К.Ф. Тагирова, А.В. Комелин // Вестник УГАТУ. Сер: Управление, вычислительная техника и информатика: науч. журн. Уфимск. гос. авиац. техн. ун-та. – 2007. – № 2. – С. 58-70.

58. Ильясов, Б.Г. Информационная система управления группой скважин по гидродинамической модели нефтяного месторождения / Б.Г. Ильясов, К.Ф. Тагирова, П.С. Михеев, Ф.А. Исбер // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2005. – № 9. – С. 17–22.

59. Информационно-аналитическое обеспечение процесса вывода на режим скважин с установками центробежных электронасосов / Т.Н. Силкина, А.Я. Туюнда, Е.В. Пугачев, П.О. Гаус // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 2. – С. 12-15.

60. Информационно-измерительные и управляющие системы: учеб.-методич. пособие / В.В. Мишунин, Е.В. Корсунова, В.И. Ищенко, А.В. Курлов. – Белгород: Изд-во БелГУ, 2010. - 129 с.

61. Калашников, О.В. Расчетные и действительные перепады давления при двухфазном транспорте нефти и газа / О.В. Калашников // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2001. – №1. – С. 9-13.

62. Касьянов, В.М. Гидромашины и компрессоры: учебник для вузов / В.М. Касьянов. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Недра, 1981. – 295 с.

63. Каталог продукции группы компаний «ГРАНТ» [Электронный ресурс]. – Уфа, 2013. – Режим доступа: <http://www.grant-ufa.ru>.
64. Каталог продукции ЗАО «Автограф». - Йошкар-Ола: ЗАО «Автограф», 2013. – Режим доступа: <http://www.auton.ru/datchiki/ekholot-«avton-103»-avtomatizirovannyi>.
65. Каталог продукции ЗАО «Новомет» - Пермь: ЗАО «Новомет», 2012.
66. Каталог продукции ЗАО «СовТИГаз» [Электронный ресурс]. – Москва, 2014. – Режим доступа: <http://www.sovtigaz.ru>.
67. Каталог продукции и сервиса ОАО «АЛНАС». - Альметьевск: ОАО «АЛНАС», 2012.
68. Каталог продукции ОАО «Борец» - М.: ОАО «Борец», 2012.
69. Каталог продукции ОАО «Ижевский радиозавод» [Электронный ресурс]. – Ижевск, 2014. – Режим доступа: <http://www.irz.ru/products/3/314.htm>.
70. Каталог продукции ООО «Вест-Метрология» [Электронный ресурс]. – Злынка, 2014. – Режим доступа: <http://www.westmetrolog.ru>.
71. Каталог продукции ООО «НИИД-50» [Электронный ресурс]. – Уфа, 2013. – Режим доступа: <http://www.niid-50.ru/products.htm>.
72. Каталог продукции ООО «НЕДРАКАМ» [Электронный ресурс]. – Набережные Челны, 2014. – Режим доступа: [http://www.nedrakam.ru/manometr\\_ust](http://www.nedrakam.ru/manometr_ust).
73. Коровин, В.М. Геофизические исследования и работы в скважинах: в 7 томах. Том 4 Контроль технического состояния скважин / В.М. Коровин. - Уфа: Информреклама, 2010. – 436 с.
74. Коротаев, Ю.П. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. Справочное руководство в 2 томах. Том 1 / Ю.П. Коротаев, Р.Д. Маргулов. – М.: Недрa, 1984. – 360 с.
75. Коротаев, Ю.П. Системное моделирование оптимальных режимов эксплуатации объектов добычи природного газа / Ю.П. Коротаев, В.Г. Тагиев.– М.: Недрa, 1989. – 264 с.
76. Кузьмичев, Н.П. Кратковременная эксплуатация скважин в осложненных условиях / Н.П. Кузьмичев // Технологии ТЭК. – 2005. – № 3.

77. Кузьмичев, Н.П. Кратковременная эксплуатация скважин и перспективы развития нефтедобывающего оборудования / Н.П. Кузьмичев // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2005. – № 6-7.

78. Кульчицкий, В.В. Скважина как элемент интеллектуальной системы управления разработкой месторождений углеводородов / В.В. Кульчицкий // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 2. – С.95-97.

79. Кухлинг, Х. Справочник по физике: пер. с нем. / Х. Кухлинг. – М.: Мир, 1982. – 520 с.

80. Ли, Дж. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин: пер. с англ. / Дж. Ли, Г. Никенс, М. Уэллс. – М.: ООО «Премииум Инжиниринг», 2008. – 384 с.

81. Лиа, Д. Моделирование работы скважины: Оптимизация добычи и выявление устранения проблем с использованием метода узлового анализа / Д. Лиа, К. Дунхам, Л. Роулан // Российские нефтегазовые технологии. – 2007. – № 11. – С. 72-85.

82. Липаев, В.В. Системное проектирование сложных программных средств для информационных систем / В.В. Липаев. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: СИНТЕГ, 2002. – 268 с.

83. Лутошкин, Г.С. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах: учеб. пособие для вузов / Г.С. Лутошкин, И.И. Дунюшкин. – М.: «Недра», 1985. – 135 с.

84. Ляпков, П.Д. Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине: учеб. пособие / П.Д. Ляпков. – М.: МИНГ, 1987. – 71 с.

85. Мамаев, В.А. Движение газожидкостных смесей в трубах / В.А. Мамаев, Г.Э. Одишария, О.В. Клапчук. – М.: Недрa, 1978. – 270 с.

86. Мандел, Т. Разработка пользовательского интерфейса: пер. с англ. / Т. Мандел. – М.: ДМК Пресс, 2001. – 416 с.

87. Методы классической и современной теории автоматического управления: учебник в 5-и тт.; 2-е изд., перераб. и доп. Т.1: Математические модели, динамические характеристики и анализ систем автоматического управления / Под ред. К.А. Пупкова, Н.Д. Егупова. – М.: Издательство МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2004. – 656 с.
88. Мирзаджанзаде, А.Х. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа / А.Х. Мирзаджанзаде, Г.С. Степанова. – М.: Недра, 1977. – 228 с.
89. Мирзаджанзаде, А.Х. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность / А.Х. Мирзаджанзаде, М.М. Хасанов, Р.Н. Бахтизин. – Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 368 с.
90. Мирзаджанзаде, А.Х. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи / А.Х. Мирзаджанзаде, М.М. Хасанов, Р.Н. Бахтизин. – Уфа: Изд. Гилем, 1999. – 464 с.
91. Мищенко, И.Т. Расчеты в добыче нефти / И.Т. Мищенко. – М.: Недра, 1989. – 245 с.
92. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти / И.Т. Мищенко. – М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
93. Молчанов, Г.В. Машины и оборудование для добычи нефти и газа / Г.В. Молчанов, А.Г. Молчанов. – М.: Недра, 1984. – 464 с.
94. Молчанов, А.А. Аппаратура и оборудование для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин / А.А. Молчанов, В.В. Лаптев, В.Н. Моисеев, Р.С. Челокьян. – М.: Недра, 1987. – 263 с.
95. Молчанов, А.А. Бескабельные измерительные системы для исследований нефтегазовых скважин (теория и практика) / А.А. Молчанов, Г.С. Абрамов. – М: ВНИИОЭНГ, 2004. – 516 с.
96. Мукерджи, Х. Производительность скважин / Х. Мукерджи. – М., 2001. -90 с.



97. Новицкий, П.В. Оценка погрешностей результатов измерений / П.В. Новицкий, Зограф И.А. – ДЛ.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1991. – 304 с.

98. Новоселов, О.Н. Основы теории и расчета информационно-измерительных систем / О.Н. Новоселов, А.Ф. Фомин. – М.: Машиностроение, 1980. – 280 с.

99. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / С.Н. Закиров [и др.].- М., 2004. – 520 с.

100. Оборудование для добычи нефти и газа / В.Н. Ивановский [и др.]. – В 2 частях: Ч. 1. – М: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. – 768 с.

101. Оборудование для добычи нефти и газа / В.Н. Ивановский [и др.]. – В 2 частях: Ч. 2. – М: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 792 с.

102. ОНТП 51-1-85. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы. – М.: Мингазпром СССР, 1985. – 95 с.

103. Орлов, С.А. Технологии разработки программного обеспечения / С.А. Орлов. — СПб.: Питер, 2002. - 464 с.

104. Орнатский, П.П. Теоретические основы информационно-измерительной техники / П.П. Орнатский. – Киев: Вища школа, 1983. – 455 с.

105. Основы технологии добычи газа / А.Х. Мирзаджанзаде, З.С. Алиев, К.С. Басниев, О.Л. Кузнецов. – М.: ОАО «Издательство Недр», 2003. – 880 с.

106. Парк, Дж. Передача данных в системах контроля и управления. Практическое руководство / Дж. Парк, С. Маккей, Э. Райт. – М.: ООО «Группа ИДТ», 2007. - 480 с.

107. Парк, Дж. Сбор данных в системах контроля и управления. Практическое руководство / Дж. Парк, С. Маккей. – М.: ООО «Группа ИДТ», 2006. – 504 с.

108. Пат. № 2046487 РФ, МПК H02H5/04, H02H7/08, H02H3/26. Погружной электродвигатель с системой защиты и управления / В.О. Кричке, В.П. Золотов, В.С. Семенов; заявитель и патентообладатель В.О. Кричке; В.П. Золотов; В.С. Семенов. – № 4938499/07; заявл. 24.05.1991; опубл. 20.10.1995.

109. Пат. № 2119578 РФ, МПК E 21 B 43/00. Способ эксплуатации малодебитной скважины электронасосом с частотно-регулируемым приводом / В.Г. Ханжин; заявитель и патентообладатель В. Г. Ханжин. – опубл. 20.02.2001.

110. Пат. № 2140523 РФ, МПК 6E 21B 43/00 A, 6F 04D 15/00 B. Способ автоматического регулирования режима работы скважины, оборудованной погружным центробежным электронасосом / В.О. Кричке, В.В. Кричке; заявитель и патентообладатель В.О. Кричке, В.В. Кричке. – № 97110564/03; заявл. 24.06.1997; опубл. 27.10.1999.

111. Пат. № 2163293 РФ, МПК E 21 B 43/00. Эхолот для измерения уровня жидкости в скважине / С.А. Зайцев, А.И. Зайцев, А.А. Арефьев; заявитель и патентообладатель С.А. Зайцев, А.И. Зайцев, А.А. Арефьев. - № 97110817/03; заявл. 19.06.1997; опубл. 27.09.1998.

112. Пат. № 2232292 РФ, МПК F 04 B 47/00, F 04 B 49/00. Устройство для автоматического управления погружной насосной установкой / Б.Г. Ильясов, Е.С. Шаньгин, К.Ф. Тагирова; заявитель и патентообладатель Уфимский государственный авиационный технический университет. – 2002130154/06; заявл. 11.11.2002 – опубл. 10.07.2004, Бюл. № 19.

113. Пат. № 2236563 РФ, МПК E 21 B 43/00. Способ добычи нефти на заключительной стадии эксплуатации скважин / Б.Г. Ильясов, Е.С. Шаньгин, К.Ф. Тагирова, А.Р. Ганеев; заявитель и патентообладатель Уфимский государственный авиационный технический университет. – № 2003109403/03; заявл. 03.04.2003 – опубл. 20.09.2004, Бюл. № 26.

114. Пат. № 2293176 РФ, МПК E 21 B 43/00. Способ кратковременной эксплуатации скважины погружной насосной установкой с электроприводом (способ Кузьмичева) / Н.П. Кузьмичев; заявитель и патентообладатель Н.П. Кузьмичев. – № 2005128382/03; заявл. 02.09.2005 – опубл. 10.02.2007, Бюл. № 4. – 23 с.: ил.

115. Повышение эффективности добычи на основе координации управления технологическими процессами и объектами / К.Ф. Тагилова // Вестник УГАТУ. Сер: Управление, вычислительная техника и информатика: науч. журн. Уфимск. гос. авиац. техн. ун-та. – 2008. – № 2. – С. 48-52.

116. ПР 50.2.019 96 Количество природного газа. Методика выполнения измерений при помощи турбинных и ротационных счетчиков. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1996. – 27 с. Дата введения 2007-06-01.

117. Применение винтовых насосов с поверхностным приводом для добычи нефти / К.Р. Уразаков, А.М. Валеев, У.М. Абдулатипов, А.Ф. Закиров // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 6. – С. 108–111.

118. Применение пенных систем в нефтегазодобыче / В.А. Амиян, А.В. Амиян, Л.В. Казакевич, Е.Н. Бекиш. – М.: Недра, 1987. – 229 с.

119. Программный комплекс «Автотехнолог» - универсальный инструмент для оптимизации работы системы «пласт-скважина-насосная установка» / В.Н. Ивановский [и др.] // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2006. – №6.

120. Разработка модели двухфазного трубопроводного транспорта применительно к системе добычи нефти, газа и конденсата на Оренбургском НГКМ. Отчет о НИР. / В.З. Байшев [и др.]. – Оренбург: ООО «ВолгоУралНИПИгаз», 2003. – 128 с.

121. РД 153.39.1-241-02. Руководство по эксплуатации скважин установками электропогружных центробежных насосов в ОАО «Татнефть». – Альметьевск: ОАО «Татнефть», 2001. – С. 65-69.

122. Рекомендации по разработке математических моделей и комплексных алгоритмов управления технологической системой «пласт–скважины–газосборная сеть–ДКС–УКПГ–межпромысловый коллектор – ЦДКС». – М.: Газпром, 2010. – 91 с.

123. Рид, Р. Свойства газов и жидкостей / Р. Рид, Дж. Праусниц, Т. Шервуд. – Л.: Химия, 1982. – 592 с.

124. Рубан, А.И. Методы анализа данных / А.И. Рубан. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2004. – 319 с.

125. Рудаков, С.С. Оценка эффективности ремонтно-изоляционных работ на обводненном фонде скважин Оренбургского НГКМ / С.С. Рудаков, А.В. Мишуринов // Инженерная практика. – 2011. – № 7. – С. 28-30.

126. Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко [и др.]. – М.: Наука, 1995. – 523 с.

127. Сабиров, А.А. Автотехнолог: Оборудование выбирает компьютер / А.А. Сабиров // Нефтегазовая вертикаль. – 2013. – № 2. – С. 78-81.

128. Садовский, Г.А. Теоретические основы информационно-измерительной техники / Г.А. Садовский. – М.: Высшая школа, 2008. – 478 с.

129. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи: учеб. пособие для вузов / И.Т. Мищенко, В.А. Сахаров, В.Г. Грон, Г.И. Богомольный. – М.: Недра, 1984. – 272 с.

130. Св.-во гос. рег. прогр. для ЭВМ № 2013617790, Российская Федерация. Программная система моделирования технологических процессов добычи и сбора продукции из обводненных газовых скважин / А.Ф. Валеев (RU), Н.А. Соловьев (RU), А.Г. Шуэр. (RU).– № 2013615583; дата поступления 03.07.2013; дата регистр. в Реестре программ для ЭВМ 23.08.2013 г. - Оpubл. 20.09.2013 г., Эл.бюл.№ 3.

131. Селезнев, В.Е. Современные компьютерные тренажеры в трубопроводном транспорте: математические методы моделирования и практическое применение / В.Е. Селезнев, В.В. Алешин, С.Н. Прялов. – М.: МАКС Пресс, 2007. – 200 с.

132. Силаш, А.П. Добыча и транспорт нефти и газа. Часть I. / А.П. Силаш; пер. с англ. – М.: Недра, 1980. – 375 с.

133. Система автоматического управления добычей нефти из малодебитных скважин / Б.Г. Ильясов, Е.С. Шаньгин, К.Ф. Тагирова, А.Р. Ганеев // Нефтепромышленное дело. – 2004. – № 8. – С. 28-32.

134. Скважинные геофизические информационно-измерительные системы: учеб. пособие для вузов / В.Н. Широков [и др.]. - М.: Недра, 1996. - 317 с.

135. Советов, Б.Я. Моделирование систем. Практикум / Б.Я. Советов, С.А. Яковлев. – М.: Высш. шк., 2003. – 295 с.

136. Советов, Б.Я. Моделирование систем / Б.Я. Советов, С.А. Яковлев. – М.: Высш. шк., 2001. – 343 с.
137. Состояние и перспективы обеспечения устойчивой работы скважин на Оренбургском НГКМ в условиях снижения пластовых давлений / С.И. Иванов, С.М. Карнаухов, К.В. Донсков, В.З. Баишев // ВНИПК «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов». – М.: ИРЦ Газпром, 2003. – С. 289-296.
138. Стариков, В.А. Дискретная математическая модель цифровой системы управления погружным электроцентробежным насосом / В.А. Стариков // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – 2009. – №3. – С. 193-198.
139. Стрижов, И.Н. Добыча газа / И.Н. Стрижов, И.Е. Ходанович – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 376 с.
140. Трубопроводный транспорт газожидкостных смесей. Тематический технический обзор. Серия «Газовое дело». – М.: ВНИИОЭНГ, 1969. – 48 с.
141. Уильямс, С. Винтовые насосные установки Часть 1 [Электронный ресурс] / С. Уильямс, Дж. Ли // ROGTEC. – № 14.– С. 78 – 84. – Режим доступа: [http://www.rogtectmagazine.com/PDF/Issue\\_014/10\\_PCPSsystems.pdf](http://www.rogtectmagazine.com/PDF/Issue_014/10_PCPSsystems.pdf).
142. Уильямс, С. Винтовые насосные установки Часть 2 [Электронный ресурс] / С. Уильямс, Дж. Ли // ROGTEC. – № 15.– С. 38 – 50. – Режим доступа: [http://www.rogtectmagazine.com/PDF/Issue\\_015/07\\_PCPSsystems.pdf](http://www.rogtectmagazine.com/PDF/Issue_015/07_PCPSsystems.pdf).
143. Файли, К. SQL / К. Файли: пер. с англ. Хаванов А.В. – М.: ДМК Пресс; Спб.: Питер, 2004. – 464 с.
144. Флешмен, Р. Механизация добычи для увеличения дебита / Р. Флешмен, О. Харрисон // Нефтегазовое обозрение. – 2000. – Т.5, № 1. – С. 53-71.
145. Чисхолм, Д. Двухфазные течения в трубопроводах и теплообменниках. / Д. Чисхолм; пер. с англ. – М.: «Недра», 1986. – 204 с.

146. Шашков, В.Б. Обработка экспериментальных данных и построение эмпирических формул. Курс лекций: учеб. пособие / В.Б. Шашков. - Оренбург: ГОУ ОГУ, 2005. – 150 с.

147. Шеннон, Р. Имитационное моделирование систем - искусство и наука / Р. Шеннон. – М.: Мир, 1978. – 420 с.

148. Ширковский, А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений / А.И. Ширковский. - М.: Недра, 1987. - 347с.

149. Шулятиков, И.В. Технология и оборудование для повышения производительности газовых скважин на заключительном этапе разработки газовых месторождений / И.В. Шулятиков, И.В. Мельников // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2009. - № 5. – С. 68-70.

150. Эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦН, на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами / А.Н. Дроздов [и др.] // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2008. - № 10. – С.82-85.

151. A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Wellbores / A. Ansari, N. Sylvester, O. Shoham, J. Brill // SPEPF 143, Trans., AIME (1994) 297.

152. Aziz, K., Govier, G.W., and Fogarasi, M.: Pressure Drop in Well Production Oil and Gas, J.Cdn.Pet.Tech.1972 11, 38.

153. Beggs, H. D. A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes / H.D. Beggs, J.P. Brill // J. Pet. Tech. – 1973. – № 5. – pp. 607-617.

154. Duns, H.Jr. and Ros, N.C.: «Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells» Proc., Sixth World Pet.Cong., Tokyo (1963) 451.

155. J.P.Brill, H.Mukherjee «Multiphase Flow in Wells» – SPE, 1999.

156. Locating ESP's in Coalbed Methane Wellbores for Optimum Dewatering / R. Lannom, B. Holmes, B. McElduff. – 2005 ESP WORKSHOP, The Woodlands, Texas, April 25-29, 2005.

157. Mukherjee, H. Liquid Holdup Correlations for Inclined Two-Phase Flow / H. Mukherjee, J. Brill // J. Pet. Tech. – 1983. – № 4. – pp. 1003-1008.

158. Orkiszewski, J. Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipe / J. Orkiszewski // J. Pet. Tech. – 1967. – № 6. – pp. 829-838.

**ПРИЛОЖЕНИЯ**

## **ПРИЛОЖЕНИЕ А**

### **(справочное)**

#### **Документы внедрения и апробации результатов диссертационного исследования**

На рисунке А.1 представлено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2013617790 «Программная система моделирования технологических процессов добычи и сбора продукции из обводненных газовых скважин».

На рисунке А.2 – Акт о внедрении результатов работы в ООО «Газпром добыча Оренбург».

На рисунке А.3 – Акт использования результатов работы в ФГБОУ ВПО «Оренбургский государственный университет».

На рисунке А.4 – Диплом участника I Всероссийской НПК «Теоретические вопросы разработки, внедрения и эксплуатации программных средств» (Орск, 2010 г.).

На рисунке А.5 – Сертификат участника Международной НПК «Инновационные решения для нефтегазовой области (опыт и перспективы)» (Оренбург, 2012 г.).

На рисунке А.6 – Диплом участника Региональной научной школы-семинара молодых ученых и специалистов в области компьютерной интеграции производства (Оренбург, 2012 г.).

На рисунке А.7 – Сертификат участника II Регионального молодежного инновационного конвента Оренбургской области (Оренбург, 2012 г.).

На рисунке А.8 – Сертификат участника Областной молодежной НПК (Оренбург, 2012 г.).

На рисунке А.9 – Почетная грамота ООО «ВолгоУралНИПИгаз» (Оренбург, 2014 г.).

На рисунке А.10 – Сертификат участника международной научно-технической конференции «Наука, техника, инновации 2014» (Брянск, 2014 г.).





Рисунок А.1 – Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2013617790 «Программная система моделирования технологических процессов добычи и сбора продукции из обводненных газовых скважин»

УТВЕРЖДАЮ

Директор Газопромышленного управления  
ООО «Газпром добыча Оренбург», к.т.н.



\_\_\_\_\_ Д.М. Нурғалиев

«09» сентября 2013 г.

### АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы Валеева А.Ф.

Мы нижеподписавшиеся представители ГПУ ООО «Газпром добыча Оренбург», составили настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы Валеева А.Ф., представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, используются при подготовке технических служб ГПУ к внедрению механизированного отбора жидкости из обводненных газовых скважин Оренбургского НГКМ в виде:

1. Технических предложений по совершенствованию технологических процессов добычи углеводородов из обводненных газовых скважин Основной залежи ОНГКМ.
2. Модели системы «пласт-скважина-шлейф», учитывающей возможность использования механизированной откачки пластовой жидкости погружным насосом.
3. Методики и алгоритма отработки способа с использованием механизированной откачки жидкости для удержания пластовой жидкости на уровне, обеспечивающем стабильный режим добычи газа.
4. Методики оценки эффективности работы системы «пласт-скважина-шлейф» с механизированной откачкой пластовой жидкости.

По результатам разработок получено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Программная система моделирования технологических процессов добычи и сбора продукции из обводненных газовых скважин» № 2013617790.

Использование предложенных разработок дает возможность оперативно регулировать технологические режимы эксплуатации обводненных газовых скважин с механизированной откачкой пластовой жидкости. Это позволит увеличить отбор газа из обводненных газовых скважин, способствовать сохранению фонда добывающих скважин и повышению газоотдачи.

Начальник технического отдела  
ГПУ ООО «Газпром добыча Оренбург»

Начальник производственного отдела  
ГПУ ООО «Газпром добыча Оренбург», к.т.н.

Р.Ф. Ямбаев

В.С. Горонович

Рисунок А.2 – Акт о внедрении результатов работы в  
ООО «Газпром добыча Оренбург»

«УТВЕРЖДАЮ»  
 Проректор по научной работе  
 ФГБОУ ВПО «Оренбургский  
 государственный университет»  
 д-р физ.-мат. наук, профессор



  
 С.Н. Летута  
 2014 г.

использования результатов диссертационной работы  
 Валеева Артема Фаатовича  
 на тему «Информационно-измерительная система управляемой насосной  
 откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин»

Комиссия в составе: председателя – декана факультета информационных технологий федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Оренбургский государственный университет» (ОГУ), д-р техн. наук, профессора Пищухина А.М.; членов комиссии: доцента кафедры программного обеспечения вычислительной техники и автоматизированных систем (ПОВТАС) ОГУ, канд. техн. наук, доцента Паничева В.В., доцента кафедры ПОВТАС, , канд. техн. наук, доцента Семенова А.М. составила настоящий акт в том, что материалы диссертационной работы Валеева А.Ф. используются для обучения

– студентов-бакалавров по программе «Информационное и программное обеспечение автоматизированных систем» направления 220105.65 – Программная инженерия в дисциплине «Системы автоматизированной разработки программного обеспечения» при проведении лекции 5 по теме: «Современные технологии разработки программного обеспечения» и дисциплине «Теория принятия решений» при проведении лекции 5 по теме: «Концептуальные основы систем принятия решений»;

– студентов-магистров по программе «Информационное и программное обеспечение автоматизированных систем» направления 230100.68 – Программная инженерия в дисциплине «Современные проблемы информатики и вычислительной техники» при проведении семинара 1 по теме: «Современные проблемы в тематике магистерских исследований».

Председатель комиссии:  
 д-р техн. наук, профессор



А.М. Пищухин

Члены комиссии:  
 канд. техн. наук, доцент



В.В. Паничев

канд. техн. наук, доцент



А.М. Семенов

Рисунок А.3 – Акт использования результатов работы в  
 ФГБОУ ВПО «Оренбургский государственный университет»

Орский гуманитарно-технологический институт  
(филиал)  
государственного общеобразовательного  
учреждения  
высшего профессионального образования  
«Оренбургский государственный университет»



# ДИПЛОМ

II СТЕПЕНИ

**НАГРАЖДАЕТСЯ**

*участник I Всероссийской научно-практической конференции  
«Теоретические вопросы разработки, внедрения и эксплуатации  
программных средств»*

**Валеев Артём Фаатович**

*Секция «Математическое обеспечение разработки  
программных средств»*

**за высокий уровень представленного доклада**

*Заместитель председателя оргкомитета,  
проректор по научной работе ОГТИ,  
доктор педагогических наук, профессор*



**В. И. Земцова**

г. Орск, 18 декабря 2010 г.

Рисунок А.4 – Диплом участника I Всероссийской НПК «Теоретические вопросы разработки, внедрения и эксплуатации программных средств» (Орск, 2010 г.)



Рисунок А.5 – Сертификат участника научно-технической конференции с международным участием «Инновационные решения для нефтегазовой области (опыт и перспективы)» (Оренбург, 2012 г.)



Рисунок А.6 – Диплом участника Региональной научной школы-семинара молодых ученых и специалистов в области компьютерной интеграции производства (Оренбург, 2012 г.)



Рисунок А.7 – Сертификат участника II Регионального молодежного инновационного конвента Оренбургской области (Оренбург, 2012 г.)



Рисунок А.8 – Сертификат участника Областной молодежной НПК  
(Оренбург, 2012 г.)





Рисунок А.9 – Почетная грамота ООО «ВолгоУралНИПИГаз» (Оренбург, 2014 г.)



Рисунок А.10 – Сертификат участника международной научно-технической конференции «Наука, техника, инновации 2014» (Брянск, 2014 г.)

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### (справочное)

#### Справочные данные и зависимости для моделирования работы системы «пласт-скважина-шлейф»

##### *Абсолютная отметка* [54]

Глубину скважины по вертикали на абсолютной отметке (а.о.) средневзвешенной плоскости залежи  $H_{a.o.}$ , м, находим по соотношению

$$H_{a.o.} = Alt + AO, \quad (Б.1)$$

где  $Alt$  – альтитуда ротора, для скважин Основной залежи ОНГКМ от 70 до 180 м;

$AO$  – глубина по вертикали от уровня Балтийского моря до средневзвешенной плоскости, для Основной залежи ОНГКМ равна минус 1633 м.

##### *Избыточное давление*

Избыточное (манометрическое) давление  $P_u$  [54]

$$P_u = P_n - P_{am}, \quad (Б.2)$$

где  $P_n$  – полное или абсолютное давление при заданных условиях;

$P_{am}$  – атмосферное (барометрическое) давление при заданных условиях (высоте над уровнем моря, температуре, давлении).

Для расчетов потерь давлений в системе ПСШ используются абсолютные давления, поэтому к показаниям манометров, замеряющих избыточные давления, прибавляют значение атмосферного давления.

##### *Давление, температура и плотность воздуха при нормальных и стандартных условиях* [79]

*Нормальные условия (НУ):*

- Давление  $P_{НУ}$  равно 0,0993 МПа.
- Температура  $T_{НУ}$  равна 273,15 К.
- Плотность воздуха  $\rho_{возд\ НУ}$  равна 1,205 кг/м<sup>3</sup> [40].

- Плотность воды  $\rho_{в НУ}$  равна  $1000 \text{ кг/м}^3$ .
- Вязкость воды  $\mu_{в НУ}$  равна  $1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$

*Стандартные условия (СтУ):*

- Давление  $P_{СтУ}$  равно  $0,1013 \text{ МПа}$ .
- Температура  $T_{СтУ}$  равна  $293,15 \text{ К}$ .
- Плотность воздуха  $\rho_{возд СтУ}$  равна  $1,29 \text{ кг/м}^3$  [40].

***Плотность газовой смеси*** [54]

Плотность газовой смеси  $\rho_z$ , состоящей из  $n$  компонентов:

$$r_z = \sum_{i=1}^n x_i \times r_i, \quad (\text{Б.3})$$

где  $x_i$  – мольная доля компонента  $i$ ;

$\rho_i$  – плотность компонента  $i$  при заданных условиях расчета,  $\text{кг/м}^3$ .

***Плотность жидкости при известных плотностях конденсата и воды***

Плотность жидкости  $\rho_{жс}$ , состоящей из конденсата и воды:

$$r_{жс} = \frac{r_k \times G_k + r_v^2 \times (Q_v / 1000)}{G_k + r_v \times (Q_v / 1000)}, \quad (\text{Б.4})$$

где  $\rho_k, \rho_v$  – плотность конденсата и воды,  $\text{кг/м}^3$ ;

$G_k$  – массовый расход конденсата,  $\text{т/сут}$ ;

$Q_v$  – объемный расход воды  $v$ ,  $\text{м}^3/\text{сут}$ .

***Алгоритм расчета вязкости конденсата при заданной температуре*** [91]

**Шаг 1.** Рассчитывается относительная (по воде)  $\bar{\mu}_{кНУ}$  динамическая вязкость дегазированного конденсата при НУ

$$\bar{m}_{кНУ} = \frac{0,658 \bar{r}_к^{-2}}{0,886 - \bar{r}_к^{-2}} \quad \text{при} \quad 0,845 < \bar{r}_к < 0,924,$$

$$\bar{m}_{кНУ} = \frac{0,456 \bar{r}_к^{-2}}{0,883 - \bar{r}_к^{-2}} \quad \text{при} \quad 0,78 < \bar{r}_к < 0,845,$$
(Б.5)

где  $\bar{\rho}_к$  - относительная плотность конденсата (по воде), находится по зависимости

$$\bar{r}_к = r_{кНУ} / r_{вНУ}. \quad (Б.6)$$

**Шаг 2.** Найти относительную динамическую вязкость дегазированного конденсата  $\bar{m}_к$  при искомой температуре  $T$  в К

$$\bar{m}_к = \frac{1}{c} \times (c \times \bar{m}_{кНУ})^a, \quad (Б.7)$$

где

$$a = \frac{1}{1 + b \times (T - 293,15) \times \lg(c \times \bar{m}_{кНУ})}, \quad (Б.8)$$

$$\begin{cases} b = 2,25 \text{ (1/К)}, \quad c = 10 & \text{при} \quad \bar{m}_{кНУ} \geq 1000, \\ b = 1,44 \text{ (1/К)}, \quad c = 100 & \text{при} \quad 10 \leq \bar{m}_{кНУ} < 1000, \\ b = 0,76 \text{ (1/К)}, \quad c = 1000 & \text{при} \quad \bar{m}_{кНУ} < 10, \end{cases} \quad (Б.9)$$

**Шаг 3.** Найти вязкость дегазированного конденсата  $m_к$ , мПа×с, при температуре  $T$

$$m_к = \bar{m}_к \times \bar{m}_{вНУ}. \quad (Б.10)$$

### **Молекулярная масса газовой смеси [46]**

Молекулярная масса газовой смеси  $M$ , состоящей из  $n$  компонентов:

$$M = \sum_{i=1}^n x_i M_i, \quad (Б.11)$$

где  $x_i$  – мольная доля компонента  $i$ ;

$M_i$  – молекулярная масса компонента  $i$ .

**Относительная (по воздуху) плотность газа  $\overline{r}_z$**  при заданных условиях расчета [46]

$$\overline{r}_z = r_z / r_{\text{возд}}, \quad (\text{Б.12})$$

где  $\rho_z$  – плотность газа при заданных условиях;

$\rho_{\text{возд}}$  – плотность воздуха при заданных условиях.

### **Критические параметры – температура и давление [126]**

Критические температура  $T_{кр}$  в К и давление  $P_{кр}$  в МПа

$$T_{кр} = 94,717 + 170,8\overline{r}_z; \quad (\text{Б.13})$$

$$P_{кр} = 4,892 - 0,4048\overline{r}_z. \quad (\text{Б.14})$$

### **Температура**

Температура на устье (абсолютной отметке средневзвешенной плоскости залежи) скважины принимается по данным замера либо равна 283,15 (303,15) (К). Предполагается, что температура в скважине от забоя к устью изменяется линейно.

Температура на глубине верха (середины, низа) перфорации  $T$  в К находится по зависимости

$$T = T_y + (T_{заб} - T_y) \cdot (H / H_{заб}), \quad (\text{Б.15})$$

где  $T_y$ ,  $T_{заб}$  – температура на устье и забое скважины, К;

$H_{заб}$  – глубина забоя скважины, м;

$H$  – глубина верха (середины, низа) интервала перфорации, м.

### **Коэффициент сверхсжимаемости газа в рабочих условиях**

Коэффициент сверхсжимаемости газовой смеси  $Z_{ср}$  в РУ - при заданных температуре и давлении [126]

$$Z_{cp} = 0,41 \frac{P_{cp}}{P_{кр}} + 0,73 \frac{P_{cp}}{P_{кр}} + \frac{P_{cp}}{P_{кр}}, \quad (\text{Б.16})$$

где  $P_{cp}$  – давление смеси в РУ, МПа;

$P_{кр}$  – критическое давление, МПа, определяется по (Б.14);

$T_{cp}$  – температура смеси в РУ, К;

$T_{кр}$  – критическая температура, К, находится по (Б.13).

### **Плотность газа в РУ [126]**

Плотность газовой смеси  $\rho_{гРУ}$  при заданных температуре и давлении (РУ)

$$\rho_{гРУ} = \frac{r_{гСмУ} \times P_{cp} \times T_{СмУ}}{P_{СмУ} \times T_{cp} \times Z_{cp}}, \quad (\text{Б.17})$$

где  $\rho_{г}$  – плотность смеси при СтУ, кг/м<sup>3</sup>;

$P_{СмУ}$  – давление при СтУ, МПа;

$T_{СмУ}$  – температура при СтУ, К.

### **Фонтанные и обсадные трубы**

Значения абсолютной шероховатости труб, используемых в газовой промышленности, представлены в таблице Б.1 [126, С. 120].

Таблица Б.1 – Шероховатость труб

Материалы и условия эксплуатации труб	Абсолютная шероховатость, 10 <sup>-3</sup> м	
	минимальное значение	максимальное значение
Новые стальные трубы	0,04	0,1
Стальные, после нескольких лет эксплуатации	0,06	0,2
Стальные, после нескольких лет эксплуатации, корродированные	0,05	0,5
Стальные, после длительной эксплуатации, сильно корродированные и загрязненные	0,05	1

Основные размеры отечественных фонтовых и обсадных труб представлены в таблице Б.2 [126, С. 122].

Таблица Б.2 – Основные размеры отечественных фонтанных и обсадных труб

Трубы	Диаметр труб, $10^{-3}$ м		Толщина стенки, $10^{-3}$ м
	внешний	внутренний	
Фонтанные ГОСТ 3845-75	48,3	40,3	4
	60,3	50,3	5
	73,0	62,0	5,5
	88,9	76,0	6,45
	101,6	88,6	6,5
	114,3	100,3	7
Обсадные ГОСТ 6238-77	114,3	100,3	7
	127	113	7
	139,7	123,7	8
	146	130	8
	168,3	150,3	9
	177,8	163,8	7
	193,7	175,7	9



## ПРИЛОЖЕНИЕ В (справочное)

### Исходный текст программного обеспечения ИИС МДСП (фрагменты некоторых модулей)

```

interface
uses
  UMeasure, UProduction, UObjectSoft, UParametersCalc, SysUtils, Math, Classes;
Const
  cKoefSectionLength = 1000;
  //Точность определения Lamda_jid на границе пробкового и расслоенного режимов
  c_e_Lamda = 0.0001;
  //Точность определения Theta
  c_e_Theta = 0.01;
  //Название моделей расчета горизонтальной трубы
  c_NamesModelCalc_HorizPipe_Din_GasLiq: array [0 .. 3] of byte =
    (1, 2, 3, 4);
Type
  //Карта моделей
  TModelsMap = class
  private
  public
    //Модели расчета горизонтальной трубы, если продукция
    //газ
    FNameModelCalc_HorizPipe_with_Gas : byte;
    //жидкость
    FNameModelCalc_HorizPipe_with_Liq : byte;
    //газожидкостная смесь
    FNameModelCalc_HorizPipe_with_GasAndLiq : byte;
    //Модели расчета вертикальной трубы - статика, если продукция
    //газ
    FNameModelCalc_VertPipe_stat_with_Gas : byte;
    //жидкость
    FNameModelCalc_VertPipe_stat_with_Liq : byte;
    //газожидкостная смесь
    FNameModelCalc_VertPipe_stat_with_GasAndLiq : byte;
    //Модели расчета вертикальной трубы - динамика, если продукция
    //газ
    FNameModelCalc_VertPipe_din_with_Gas : byte;
    //жидкость
    FNameModelCalc_VertPipe_din_with_Liq : byte;
    //газожидкостная смесь
    FNameModelCalc_VertPipe_din_with_GasAndLiq : byte;
    //Модели расчета насоса
    //подачи
    FNameModelCalc_Pump_Feed : byte;
    //напора
    FNameModelCalc_Pump_Push : byte;
    //глубины установки
    FNameModelCalc_Pump_PumpMD : byte;
    //Модели расчета притока
    //газа
    FNameModelCalc_Layer_Gas : byte;
    //жидкости
    FNameModelCalc_Layer_Liq : byte;
    //Модели расчета горизонтальной трубы, если продукция
    //газ
    FsgNameModelCalc_HorizPipe_with_Gas : TStringList;
    //жидкость
    FsgNameModelCalc_HorizPipe_with_Liq : TStringList;
    //газожидкостная смесь
    FsgNameModelCalc_HorizPipe_with_GasAndLiq : TStringList;
    //Модели расчета вертикальной трубы - статика, если продукция
    //газ
    FsgNameModelCalc_VertPipe_stat_with_Gas : TStringList;
    //жидкость
    FsgNameModelCalc_VertPipe_stat_with_Liq : TStringList;
    //газожидкостная смесь
    FsgNameModelCalc_VertPipe_stat_with_GasAndLiq : TStringList;
    //Модели расчета вертикальной трубы - динамика, если продукция

```

```

//газ
FsgNameModelCalc_VertPipe_din_with_Gas : TStringList;
//жидкость
FsgNameModelCalc_VertPipe_din_with_Liq : TStringList;
//газожидкостная смесь
FsgNameModelCalc_VertPipe_din_with_GasAndLiq : TStringList;
//Модели расчета насоса
//подачи
FsgNameModelCalc_Pump_Feed : TStringList;
//напора
FsgNameModelCalc_Pump_Push : TStringList;
//глубины установки
FsgNameModelCalc_Pump_PumpMD : TStringList;
//Модели расчета притока
//газа
FsgNameModelCalc_Layer_Gas : TStringList;
//жидкости
FsgNameModelCalc_Layer_Liq : TStringList;
constructor Create; virtual;
destructor Destroy; overload;
{Копирование свойств из Объекта Source}
procedure Assign(Source: TModelsMap); virtual;
end;
//Режим течения
TMode_Techeniya = (mtKolcevoi, mtProbkovii, mtRassloennii);
TMode_Techeniya_Rus = ('Кольцевой', 'Пробковый', 'Расслоенный');
{Описание класса "Модель"}
TModel = class
private
  FParametersCalc : TParametersCalc;
public
  constructor Create; virtual;
  //class function CreateModelObj(const sClassName : string) : TModel; virtual;
  destructor Destroy; virtual;
  //Property PointsList : TList read FPointsList;
  //Задать входные параметры
  procedure SetInputParameters; virtual;
  //Расчет искомых параметров
  function CalcParameters : boolean; virtual; abstract;
  //Вернуть найденные параметры
  function GetOutputParameters : TProduction; virtual; abstract;
  //Моделирование - получение точек характеристики (графика)
  function Modeling : boolean; virtual; abstract;
end;
{Конец описания класса "Модель"}
{Описание класса "Модель-Продукция в объекте"}
TModelProductInObj = class(TModel)
private
  //Температура на входе и выходе
  //FT_in, FT_out : real;
  //Давление на входе и выходе
  //FP_in, FP_out : real;
  //Параметры продукции
  FProduction_in, FProduction_out : TProduction;
  //Направление расчета
  FCalcPath : TCalcPath;
  //Чтение Средняя температура
  function GetT_sr : real;
  //Чтение Среднее давление
  function GetP_sr : real;
  //Чтение Перепад давления
  function GetdP : real;
  //Чтение Абсолютный перепад давления
  function GetAbsdP : real;
  //Запись Давление на входе
  procedure SetP_in(vP_in : real);
  //Запись Давление на выходе
  procedure SetP_out(vP_out : real);
  //Запись Температура на входе
  procedure SetT_in(vT_in : real);
  //Запись Температура на выходе
  procedure SetT_out(vT_out : real);
  {Запись Направление расчета}

```

```

procedure SetCalcPath(vCalcPath : TCalcPath); virtual;
{Запись Продукция}
//procedure SetProduction(vProduction : TProduction); virtual;
//Найти Давление
procedure CalcP; virtual; abstract;
public
constructor Create; overload;
destructor Destroy; override;
//Средняя температура
property T_sr : real read GetT_sr;
//Среднее давление
property P_sr : real read GetP_sr;
//Перепад давления
property dP : real read GetdP;
//Абсолютный перепад давления
property AbsdP : real read GetAbsdP;
//Давление на входе
//property P_in : real read FP_in write SetP_in;
//Давление на выходе
//property P_out : real read FP_out write SetP_out;
//Температура на входе
//property T_in : real read FT_in write SetT_in;
//Температура на выходе
//property T_out : real read FT_out write SetT_out;
{Свойство Направление расчета}
property CalcPath : TCalcPath read FCalcPath write SetCalcPath;
//Найти Давление на входе
procedure CalcP_in; virtual;
//Найти Давление на выходе
procedure CalcP_out; virtual;
{Свойство Продукция}
//property Production : TProduction read FProduction write SetProduction;
//Задать входные параметры
procedure SetInputParameters(vProduction : TProduction); overload;
end;
{Конец описания класса "Модель-Продукция в объекте"}
{Описание класса "Модель-Продукция в трубе"}
TModelProductInPipe = class(TModelProductInObj)
private
public
//Задать входные параметры
procedure SetInputParameters(vCalcPath : TCalcPath;
vProduction_in, vProduction_out : TProduction); overload;
//Вернуть найденные параметры
function GetOutputParameters : TProduction; overload;
end;
{Конец описания класса "Модель-Продукция в трубе"}
{Описание класса "Модель-Продукция в трубе - статика"}
TModelProductInPipeStatic = class(TModelProductInPipe)
private
//Параметр S для статика;
FSStatic : real;
//Перепад высот участка
FdH : real; //м
{Относительная плотность газовой смеси по воздуху}
//FrGasMixOtnPoVozd : real;
{Коэффициент сверхсжимаемости смеси}
{При Tsr и Psr}
//FZ : real;
//Перепад высот
procedure SetdH(vdH : real);
public
constructor Create; overload;
destructor Destroy; override;
//Перепад высот
property dH : real read FdH write SetdH;
//Задать входные параметры
procedure SetInputParameters(
vCalcPath : TCalcPath;
vProduction_in, vProduction_out : TProduction;
vdH : TVarDlina); overload;
//Задать входные параметры
procedure SetInputParameters(

```

```

vCalcPath : TCalcPath;
vProduction_in, vProduction_out : TProduction;
vdH : real //м
); overload;
//Найти Давление
procedure CalcP; override;
//Вернуть найденные параметры
//function GetOutputParameters : TProduction; overload;
end;
{Конец описания класса "Модель - Продукция в трубе - статика"}
{Описание класса "Модель - Продукция в трубе - динамика"}
TModelProductInPipeDinamic = class(TModelProductInPipe)
private
//Труба
FdL, FdH : real; //м'
FDInner : real; //Внутренний диаметр трубы //см
DInsideOfInnerPipe : real; //Наружный диаметр вставленной внутрь трубы //см
//Абсолютная шероховатость внутренней стенки трубы
FAbsoluteWallRoughness : real;
//Относительная шероховатость внутренней стенки трубы
FRelationalWallRoughness : real;
{Размерный коэффициент}
FK : real;
{Относительная плотность газовой смеси по воздуху}
FpGasMixOtnPoVozd : real;
{Коэффициент сверхсжимаемости смеси}
{При Tsg и Psg}
FZ : real;
//Коэффициент Рейнольдса
FRe, //Лямбда-коэффициент гидравлического сопротивления
FLya : real;
{Наличие жидкости в продукции}
FbHaveLiquid : Boolean;
{Наличие жидкости в продукции}
//FbHaveLiquid : Boolean;
//Наличие данных о составе
FbHaveDateAboutLiquid : Boolean; //жидкости
//Коэффициент гидравлической эффективности трубы
FKg : real;
//Синус угла наклона трубы (отношение перепада высот к длине)
FSinA : Real;
//Косинус угла наклона трубы
FCosA : Real;
//Находим высоту и длину элементарного участка при расчетах
FSection_dH, FSection_dL : Real;
//Находим количество участков трубы
FCount_Pipe_Sections : integer;
{Запись Труба}
// procedure SetPipe(vPipe : TPipe); virtual;
{Размерный коэффициент}
procedure SetK(rK : real);
//Запись Коэффициент Рейнольдса
function GetRe : real; virtual; abstract;
//Запись Лямбда-коэффициент гидравлического сопротивления
function GetLya : real; virtual; abstract;
public
constructor Create; overload;
destructor Destroy; overload;
{Размерный коэффициент}
property K : real read FK write SetK;
//Коэффициент Рейнольдса
property Re : real read GetRe;
//Лямбда-коэффициент гидравлического сопротивления
property Lya : real read GetLya;
//Найти Расход
procedure CalcQ; virtual;
//Задать входные параметры
procedure SetInputParameters(vCalcPath : TCalcPath;
vProduction_in, vProduction_out : TProduction;
vPipe : TPipe); overload; //; DInsideOfInnerDuct : real = 0); overload;
//Найти Давление на входе
procedure CalcP_in; override;
//Найти Давление на выходе

```

```

//procedure CalcP_out; override;
end;
{Конец описания класса "Модель-Продукция в трубе - динамика"}
{Описание класса "Модель-Приток газа"}
TModelInflowGas = class(TModel)
private
//Нахождение QgMax
Function GetQgMax : real; virtual; abstract;
public
property QgMax : real read GetQgMax; //Qгmax
//constructor Create;
//destructor Destroy; override;
end;
{Конец описания класса "Модель-Приток газа"}
{Описание класса "Модель-Приток газа-Дарси"}
TModelInflowGasDarsi = class(TModelInflowGas)
private
// $P_{пл}^2 - P_{зab}^2 = C * Q_{г}^n$ 
//С и n
FCoeffC, FDegreeN : real;
//Пластовое и забойное давление
FPpl, FPzab : real; /*кгс/см2*/
//Расход газа, /*тыс.м3/сут*/
FQgas, FQgasMax : real;
{Запись}
procedure SetCoeffC(rCoeffC : Real); //Коэффициент C
procedure SetDegreeN(rDegreeN : Real); //Степень n
procedure SetPpl(vPpl : real); //Забойное давление
//Нахождение QgMax
Function GetQgMax : real; override;
public
constructor Create; override;
destructor Destroy; override;
//Нахождение Qг
Function CalcQg : real;
//Нахождение Pзab
Function CalcPzab : real;
//Нахождение коэффициента C для уравнения притока газа
Function CalcCoeffC(rPpl : real ; vArPQPoints : TArRealPoint;
rDegreeN : real) : String;
{Свойства}
property CoeffC : Real read FCoeffC write SetCoeffC; //Коэффициент C
property DegreeN : Real read FDegreeN write SetDegreeN; //Степень n
property Ppl : real read FPpl write SetPpl; //Забойное давление
//Задать входные параметры Ppl, C, n
function SetInputParameters(vPpl, rQg, rCoeffC, rDegreeN : real) : boolean; overload;
//Задать входные параметры Ppl, C, n
function SetInputParameters(vPpl : TVarPressure;
rCoeffC, rDegreeN : real) : boolean; overload;
//Задать входные параметры Ppl, PQPoint, n E [0.5;1]
function SetInputParameters(vPpl : TVarPressure; rDegreeN : real;
vPQPoint : TRealPoint) : boolean; overload;
//Задать входные параметры
function SetInputParameters(vPpl : TVarPressure;
vArPQPoints : TVariablePoints) : boolean; overload;
//Расчет искомых параметров
function CalcParameters : boolean; virtual; abstract;
//Получить результаты расчета
function GetCalcResults : boolean; virtual; abstract;
//Моделирование - получение точек характеристики (графика)
function Modeling(CountPoints : integer) : boolean; overload;
end;
{Конец описания класса "Модель-Приток газа-Дарси"}
{Описание класса "Модель-Приток жидкости"}
TModelInflowLiquid = class(TModel)
//Нахождение QжMax
Function GetQliquidMax : real; virtual; abstract;
public
property QliquidMax : real read GetQliquidMax; //Qжmax
//constructor Create;
//destructor Destroy; override;
end;
{Конец описания класса "Модель-Приток жидкости"}

```

```

{Описание класса "Модель-Приток жидкости-Линейная"}
TModelInflowLiquidStraightLine = class(TModelInflowLiquid)
private
//Рпл - Рзаб = A*Qж + B
//A
FCoeffA, FCoeffB : real;
//Пластовое и забойное давление
FPpl, FPzab : real;
FQliquid, FQliquidMax : real;
{Запись Коэффициент A}
procedure SetCoeffA(rCoeffA : Real);
procedure SetPpl(vPpl : real); //Забойное давление
//Нахождение QжMax
Function GetQliquidMax : real; override;
public
constructor Create; override;
destructor Destroy; override;
//Нахождение Коэффициента A
Function CalcCoeffA(PQPoint : TVariablePoint) : string; overload;
//Нахождение Коэффициента A
Function CalcCoeffA(rPpl, rPzab, rQj : Real) : string; overload;
{Свойство Коэффициент A}
property CoeffA : Real read FCoeffA write SetCoeffA;
//Нахождение Qж
Function CalcQliquid : real;
//Нахождение Рзаб
Function CalcPzab : real;
{Свойства}
property Ppl : real read FPpl write SetPpl; //Забойное давление
//Задать входные параметры
function SetInputParameters(vPpl, rQg : real;
rCoeffA : real) : boolean; overload;
//Задать входные параметры
function SetInputParameters(vPpl, rKnow : real;
rCoeffA : real; vType : byte) : boolean; overload;
//Задать входные параметры
function SetInputParameters(vPpl : TVarPressure;
rCoeffA : real) : boolean; overload;
//Задать входные параметры
function SetInputParameters(vPpl : TVarPressure;
PQPoint : TVariablePoint) : boolean; overload;
//Расчет искомых параметров
function CalcParameters : boolean; virtual; abstract;
//Получить результаты расчета
function GetCalcResults : boolean; virtual; abstract;
//Моделирование - получение точек характеристики (графика)
function Modeling(CountPoints : integer) : boolean; overload;
end;
{Конец описания класса "Модель-Приток жидкости-Линейная"}
{Описание класса "Модель-Движение продукции в вертик/наклон трубе"}
TModelProductInVertOrSlopePipeDinamic = class(TModelProductInPipeDinamic)
private
//Параметр S для статики;
FStatic : real;
//Параметр S для динамики;
FDinamic : real;
//Наружный диаметр вставленной внутрь трубы
FDInsideOfInnerDuct : real;
//Запись Коэффициент Рейнольдса
function GetRe : real; virtual; abstract;
//Запись Лямбда-коэффициент гидравлического сопротивления
function GetLya : real; virtual; abstract;
public
end;
{Конец описания класса "Модель-Движение продукции в вертик/наклон трубе"}
{Описание класса "Модель-Движение продукции в горизонтальной трубе"}
TModelProductInHorizPipeDinamic = class(TModelProductInPipeDinamic)
private
//Число Фруда смеси
FFr_sm : real;
//Безразмерная скорость смеси в рабочих условиях
FV_WY : real;
//Граница перехода от кольцевой структуры течения смеси к пробковой

```

```

// в восходящем трубопроводе
FW_gran_voshod : real;
//Граница перехода от пробковой, расслоенной структуры течения смеси
// к кольцевой при нисходящем и горизонтальном течении
FW_gran_nishod : real;
//Коэффициент Рейнольдса газа, жидкости, смеси
FReGas, FReLiq, FRe, FRe2 : real;
//Гидравлическое сопротивление газа, жидкости, смеси
FLyambdaGas, FLyambdaLiq, FLyambda : real;
//Режим течения смеси
FMode_Techeniya : TMode_Techeniya; //Режим течения
//Число Фруда критическое
FFr_kr : real;
//Коэффициент для нахождения Lamda_sm для пробкового режима течения
//из Гужова
FPsi : real;
//Коэффициент
FFi0 : real;
//Коэффициент
FTheta : real;
//Гидравлический диаметр
FD_gidr : real;
FkVis : real; //Коэффициент для нахождения Fi
//Число Фруда автомобильное
FFr_a : real;
//Коэффициент F
FKoeff_F : real;
//Коэффициент Lamda_0
FLyambda0 : real;
//Коэффициенты для нахождения Fi для устойчивого разделенного режима течения
FChi, FChi0 : real;
//Объемное расходное газосодержание при пробковом режиме
FFi_mtP : real;
//Объемное расходное газосодержание
FFi_B : real;
public
end;
{Конец описания класса "Модель-Движение продукции в горизонтальной трубе"}
{Описание класса "Модель-Движение продукции в вертик/наклон трубе - Адамов"}
TModelAdamova = class(TModelProductInVertOrSlopePipeDinamic)
private
{Показатели для расчета по Адамову}
FSStatic, //Для статики
FSDinamic, //Для динамики
FE2SStatic, //Для статики
FE2SDinam : real; //Для динамики
//Найти Давление
public
//Показатели для расчета по Адамову
property SStatic : real read FSStatic; //Для статики
property SDinamic : real read FSDinamic; //Для динамики
property E2SStatic : real read FE2SStatic; //Для статики
property E2SDinam : real read FE2SDinam; //Для динамики
procedure CalcP; override;
end;
{Конец описания класса "Модель-Движ. продукции в вертик/наклон трубе - Адамов"}
{Описание класса "Модель-Движение продукции в гориз. трубе - Мамаев, Одишария"}
TModelMamaeva_Odishariya = class(TModelProductInHorizPipeDinamic)
public
//Найти Давление
procedure CalcP; overload;
end;
{Конец описания класса "Модель-Движ. прод. в гориз. трубе - Мамаев, Одишария"}
{Описание класса "Модель-Движение продукции в гориз. трубе - Калашников"}
TModelKalashnikova = class(TModelProductInHorizPipeDinamic)
public
//Найти Давление
procedure CalcP; override;
end;
{Конец описания класса "Модель-Движение продукции в гориз. трубе - Калашников"}
{Описание класса "Модель-Движение продукции в горизонтальной трубе - по ВСН-85"}
TModelBSN85 = class(TModelProductInHorizPipeDinamic)
public

```

```

//Найти Давление
procedure CalcP; override;
end;
{Конец описания класса "Модель-Движение продукции в horiz. трубе - по ВСН-85"}
{Описание класса "Модель-Движение продукции в горизонтальной трубе - Гужов"}
TModelGujova = class(TModelProductInHorizPipeDinamic)
public
//Найти Давление
procedure CalcP; override;
end;
{Конец описания класса "Модель-Движение продукции в горизонтальной трубе - Гужов"}
{Описание класса "Модель-Движение продукции в насосе"}
TModelProductInPumpUnit = class(TModel)
private
FPumpUnit : TPumpUnit;
FProduction_in, FProduction_out : TProduction;
public
//constructor Create;
//destructor Destroy; override;
//Задать входные параметры
procedure SetInputParameters(vPumpUnit : TPumpUnit;
vProduction_in, vProduction_out : TProduction); overload;
//Задать входные параметры
procedure CalcWorkPowerEngine; overload;
end;
{Конец описания класса "Модель-Движение продукции в насосе"}
{Описание класса "Модель-Движение продукции в скважине"}
TModelProductInWell = class(TModelProductInObj)
private
Fwell : TWell;
public
//constructor Create;
//destructor Destroy; override;
end;
{Конец описания класса "Модель-Движение продукции в скважине"}
//Размерный коэффициент
сK_0 = 1910; //кгс2/м4, при нормальных условиях
сK_20 = 1777; //кгс2/м4, при стандартных условиях
//Найти Давление на входе
procedure TModelProductInObj.CalcP_in;
var
rResultat : real; //Результат
rRaznica : real; //Разница
rPer : real; //Переменная
begin
rRaznica := 0; rResultat := 0;
try
CalcPath := cpOutToIn;
FProduction_in.P := FProduction_out.P;
FProduction_in.Assign_Q(FProduction_out);
rPer := FProduction_out.P;
FParametersCalc.Clear;
try
Repeat
FProduction_in.P := rPer; FProduction_in.CalcParameters;
CalcP; rResultat := FProduction_in.P; rRaznica := Abs(rResultat - rPer);
rPer := (rPer + rResultat) / 2; FParametersCalc.Inc;
until (rRaznica < FParametersCalc.Precision) or
(FParametersCalc.CountIter > FParametersCalc.MaxCountIter);
if FProduction_in.P < 0 then FProduction_in.P := 0;
except FProduction_in.P := 0; exit; end;
except; end;
end;
//Найти Давление на выходе
procedure TModelProductInObj.CalcP_out;
var
rResultat : real; //Результат
rRaznica : real; //Разница
rPer : real; //Переменная
begin
rRaznica := 0;
rResultat := 0;
try

```



```

CalcPath := cpInToOut;
FProduction_out.P := FProduction_in.P;
FProduction_out.Assign_Q(FProduction_in);
rPer := FProduction_in.P;
FParametersCalc.Clear;
try
Repeat
  FProduction_out.P := rPer;
  FProduction_out.CalcParameters;
  CalcP;
  rResultat := FProduction_out.P;
  rRaznica := Abs(rResultat - rPer);
  rPer := (rPer + rResultat) / 2;
  FParametersCalc.Inc;
until (rRaznica < FParametersCalc.Precision) or
(FParametersCalc.CountIter > FParametersCalc.MaxCountIter);
if FProduction_out.P < 0 then
  FProduction_out.P := 0;
except FProduction_out.P := 0; exit; end;
end;
//Задать входные параметры
procedure TModelProductInObj.SetInputParameters(vProduction : TProduction);
begin
try inherited SetInputParameters; except end;
end;
//Найти Давление на входе/выходе
procedure TModelProductInPipeStatic.CalcP;
begin
try
case CalcPath of
cpInToOut :
begin
if (FProduction_out is TProductionGasStatic) then
begin
//Находим S
FSStatic := 0.03415 *
  TProductionGasStatic(FProduction_out).pGasMixOtnPoVozd * FdH /
  (T_sr * TProductionGasStatic(FProduction_out).Z);
FProduction_out.P := FProduction_in.P / Exp(FSStatic);
end;
if (FProduction_out is TProductionGasAndLiquid) then
begin
//Находим S
FSStatic := 0.03415 *
  TProductionGasStatic(TProductionGasAndLiquid(FProduction_out).Gas).pGasMixOtnPoVozd * FdH /
  (T_sr * TProductionGasStatic(TProductionGasAndLiquid(FProduction_out).Gas).Z);
FProduction_out.P := FProduction_in.P / Exp(FSStatic);
end;
end;
cpOutToIn :
begin
if (FProduction_in is TProductionGasStatic) then
begin
//Находим S
FSStatic := 0.03415 *
  TProductionGasStatic(FProduction_in).pGasMixOtnPoVozd * FdH /
  (T_sr * TProductionGasStatic(FProduction_in).Z);
FProduction_in.P := FProduction_out.P * Exp(FSStatic);
end;
if (FProduction_in is TProductionGasAndLiquid) then
begin
//Находим S
FSStatic := 0.03415 *
  TProductionGasStatic(TProductionGasAndLiquid(FProduction_in).Gas).pGasMixOtnPoVozd * FdH /
  (T_sr * TProductionGasStatic(TProductionGasAndLiquid(FProduction_out).Gas).Z);
FProduction_in.P := FProduction_out.P * Exp(FSStatic);
end;
end;
end;
except; end;
end;
//Задать входные параметры

```

```

procedure TModelProductInPipeStatic.SetInputParameters(
  vCalcPath : TCalcPath;
  vProduction_in, vProduction_out : TProduction; vdH : TVarDlina);
begin
  try
    inherited SetInputParameters(vCalcPath, vProduction_in, vProduction_out);
    FdH := vdH.GetValue('M');
  except
    end;
end;
//Задать входные параметры
procedure TModelProductInPipeStatic.SetInputParameters(
  vCalcPath : TCalcPath; vProduction_in, vProduction_out : TProduction;
  vdH : real //M );
begin
  try
    inherited SetInputParameters(vCalcPath, vProduction_in, vProduction_out);
    FdH := vdH;
  except end;
end; {Для класса "Модель-Статика"}
//Найти Давление на входе
procedure TModelProductInPipeDinamic.CalcP_in;
begin
  try
    inherited CalcP_in;
    if FProduction_in.P > 0 then
      begin
        if FProduction_in is TProductionGasAndLiquid then
          FProduction_in.V:=
            ((FProduction_in.QR * cPst * FProduction_in.T * 1000 *
              TProductionGasAndLiquid(FProduction_in).Gas.Z) /
              (cTst * FProduction_in.P * 24 * 3600)) /
            ((Pi * Sqr(FDInner / 100)) / 4);
          if FProduction_in is TProductionGasDinamic then
            //Скорость потока на забое
            FProduction_in.V:=
              ((FProduction_in.QR * cPst * FProduction_in.T * 1000 *
                TProductionGasDinamic(FProduction_in).Z) /
                (cTst * FProduction_in.P * 24 * 3600)) /
              ((Pi * Sqr(FDInner / 100)) / 4);
            end;
          except
            end;
        end;
      end;
    //Нахождение QgMax
    function TModelInflowGasDarsi.GetQgMax : real;
    begin
      try
        //тыс.м3/сут'
        Result := 0;
        if (FCoeffC > 0) and (FDegreeN > 0) and (FPpl > 0) then
          Result := Power((Sqr(FPpl) - Sqr(1.033)) / FCoeffC, 1 / FDegreeN);
        except
          Result := 0;
        end;
      end;
    //Задать входные параметры Ppl, C, n
    function TModelInflowGasDarsi.SetInputParameters(vPpl, rQg, rCoeffC, rDegreeN : real) : boolean;
    begin
      inherited SetInputParameters;
      try FPpl := vPpl; except FPpl := 0; end;
      try FQgas := rQg; except FQgas := 0; end;
      try FCoeffC := rCoeffC; except FCoeffC := 0; end;
      try
        if (rDegreeN < 0.5) or (rDegreeN > 1) then
          begin rDegreeN := 0; exit; end
        else
          FDegreeN := rDegreeN;
        except FDegreeN := 0; end; end;
    //Задать входные параметры Ppl, PQPoint, n E [0.5;1]
    function TModelInflowGasDarsi.SetInputParameters(vPpl : TVarPressure;
      rDegreeN : real; vPQPoint : TRealPoint) : boolean;
    begin

```

```

inherited SetInputParameters;
try  FPpl := vPpl.GetValue('кгс/см2'); except end;
try  FDegreeN := rDegreeN; except  FDegreeN := 0; end;
end;
//Задать входные параметры
function TModelInflowGasDarsi.SetInputParameters(vPpl : TVarPressure;
  vArPQPoints : TVariablePoints) : boolean;
var
  SumX0, SumY0, SumX1, SumY1 : real;
  i, N : Integer;
  X, Y : array of real;
begin
inherited SetInputParameters;
try
  FPpl := vPpl.GetValue('кгс/см2');
except
end;
Result := false;
N := 0;
N := vArPQPoints.Count;
try
  //Считываем точки
  for i := 0 to vArPQPoints.Count - 1 do
  begin
    if (FPpl <= vArPQPoints[i].X.GetValue('кгс/см2')) or
      (vArPQPoints[i].Y.Value <= 0) then
      begin
        exit;
      end
    end;
  SetLength(X, N);  SetLength(Y, N);
  for i := 0 to vArPQPoints.Count - 1 do
  begin
    X[i] := 0;  Y[i] := 0;
  end;
  SumX0 := 0;  SumX1 := 0;  SumY0 := 0;  SumY1 := 0;
  //Считываем точки
  for i := 0 to vArPQPoints.Count - 1 do
  begin
    Y[i] := vArPQPoints[i].X.GetValue('кгс/см2');
    if(Y[i] >= FPpl) then
      begin
        exit;
      end;
    Y[i] := Sqr(FPpl) - Sqr(Y[i]);  X[i] := vArPQPoints[i].Y.GetValue('тыс.м3/сут');
    if (Y[i] > 0) then
      Y[i] := Log10(Y[i])
    else
      Y[i] := Log10(0.001);
    if (X[i] > 0) then  X[i] := Log10(X[i])
    else  X[i] := Log10(0.001);
  end;
  if N = 1 then
  begin
    SumX0 := X[0];  SumY0 := Y[0];
  end;
  if N = 2 then
  begin
    SumX0 := X[0];  SumX1 := X[1];  SumY0 := Y[0];  SumY1 := Y[1];
  end;
  if N >= 3 then
  begin
    for i := 0 to N - 1 do
    begin
      if (i + 1) <= Round(N / 2) then
        begin  SumX0 := SumX0 + X[i];  SumY0 := SumY0 + Y[i];  end
      else  begin  SumX1 := SumX1 + X[i];  SumY1 := SumY1 + Y[i];  end;
    end;
    SumX0 := SumX0 / Round(N / 2);  SumY0 := SumY0 / Round(N / 2);
    SumX1 := SumX1 / (N - Round(N / 2));  SumY1 := SumY1 / (N - Round(N / 2));
  end;
  if N > 1 then
  FDegreeN := (SumY1 - SumY0) / (SumX1 - SumX0);

```

```

FCoeffC := Power(10, SumY0 - SumX0 * FDegreeN);
X := nil; Y := nil;
except X := nil; Y := nil; exit;
end;
end;
//Нахождение коэффициента C для уравнения притока газа
Function TModelInflowGasDarsi.CalcCoeffC(rPpl : real ;
vArPQPoints : TArRealPoint; rDegreeN : real) : String;
var
iNumbOfPoints : integer;
Function More2Points(ArPQPoints : TArRealPoint; rDegreeN : real) : String;
var
SumX0, SumY0, SumX1, SumY1 : real;
i, N : Integer;
X, Y : array of real;
begin
Result := "";
N := 0;
N := Length(ArPQPoints);
if N = 1 then
begin
if (rDegreeN < 0.5) or (rDegreeN > 1) then
begin
rDegreeN := 0;
Result := 'Значение степени n должно принадлежать отрезку [0,5; 1]!';
exit;
end;
end;
try
//Считываем точки
for i := Low(ArPQPoints) to High(ArPQPoints) do
begin
if (FPpl <= ArPQPoints[i].X) or
(ArPQPoints[i].Y <= 0) then
begin
Result := 'Не верно заполнена таблица точек!' + #13 +
'В таблице все значения Qг должны быть больше 0,' + #13 +
'все значения Pзаб должны быть больше ' +
FloatToStrF(0, ffGeneral, 5, 0) + ' ' + ' и меньше ' +
FloatToStrF(FPpl, ffGeneral, 5, 0) +
' ' + '!' + #13 +
'Большему значению Pзаб должно соответствовать меньшее значение Qг!';
exit;
end;
end;
SetLength(X, N);
SetLength(Y, N);
for i := Low(ArPQPoints) to High(ArPQPoints) do
begin X[i] := 0; Y[i] := 0; end;
SumX0 := 0; SumX1 := 0; SumY0 := 0; SumY1 := 0;
//Считываем точки
for i := Low(ArPQPoints) to High(ArPQPoints) do
begin
Y[i] := ArPQPoints[i].X;
if(Y[i] >= FPpl) then
begin
Result := 'Не верно заполнена таблица точек!' + #13 +
'В таблице все значения Qг должны быть больше 0,' + #13 +
'все значения Pзаб должны быть больше ' +
FloatToStrF(0, ffGeneral, 5, 0) + ' ' + ' и меньше ' +
FloatToStrF(FPpl, ffGeneral, 5, 0) +
' ' + '!' + #13 +
'Большему значению Pзаб должно соответствовать меньшее значение Qг!';
exit;
end;
end;
Y[i] := Sqr(FPpl) - Sqr(Y[i]);
X[i] := ArPQPoints[i].Y;
if (Y[i] > 0) then
Y[i] := Log10(Y[i])
else
Y[i] := Log10(0.001);
if (X[i] > 0) then
X[i] := Log10(X[i])

```

```

else
  X[i] := Log10(0.001);
end;
if N = 1 then
begin
  SumX0 := X[0];   SumY0 := Y[0];
end;
if N = 2 then
begin
  SumX0 := X[0];   SumX1 := X[1];   SumY0 := Y[0];   SumY1 := Y[1];
end;
if N >= 3 then
begin
  for i := 0 to N - 1 do
  begin
    if (i + 1) <= Round(N / 2) then
    begin
      SumX0 := SumX0 + X[i];   SumY0 := SumY0 + Y[i];
    end
    else
    begin
      SumX1 := SumX1 + X[i];   SumY1 := SumY1 + Y[i];
    end;
  end;
  SumX0 := SumX0 / Round(N / 2);   SumY0 := SumY0 / Round(N / 2);
  SumX1 := SumX1 / (N - Round(N / 2));   SumY1 := SumY1 / (N - Round(N / 2));
end;
if N > 1 then
  FDegreeN := (SumY1 - SumY0) / (SumX1 - SumX0);
  FCoeffC := Power(10, SumY0 - SumX0 * FDegreeN);   X := nil;   Y := nil;
except
  X := nil;   Y := nil;
Result := 'Не верно заполнена таблица точек!' + #13 +
  'В таблице все значения Qг должны быть больше 0,' + #13 +
  'все значения Pзаб должны быть больше ' +
  FloatToStrF(0, ffGeneral, 5, 0) + ' ' + ' и меньше ' +
  FloatToStrF(FPpl, ffGeneral, 5, 0) +
  ' ' + '!' + #13 +
  'Большому значению Pзаб должно соответствовать меньшее значение Qг!';
exit;
end;
end; //More2Points end
begin
try
  Result := '';
  iNumOfPoints := 0;
  iNumOfPoints := Length(vArPQPoints);
  FPpl := rPpl;
  if iNumOfPoints <= 0 then
  Exit
  else
  begin
    if iNumOfPoints > 2 then
    begin
      Result := More2Points(vArPQPoints, rDegreeN);
      if Result <> " then
      exit;
    end
    else
    begin
      //Если давление пласта больше забойных
      if (FPpl > vArPQPoints[0].X) then
      begin
        //Если известно 2 точки уравнения притока
        if (iNumOfPoints = 2) then
        begin
          if (FPpl > vArPQPoints[0].X) then
          begin
            //Степень n
            FDegreeN := Log10((Sqr(FPpl) - Sqr(vArPQPoints[1].X)) /
              (Sqr(FPpl) - Sqr(vArPQPoints[0].X))) / Log10(vArPQPoints[1].Y / vArPQPoints[0].Y);
          end;
          //Коэффициент C

```

```

end
//Если известна 1 точка уравнения притока
else
begin
//Степень n
FDegreeN := rDegreeN;
end;
//Коэффициент C
FCoeffC := (Sqr(FPpl) - Sqr(vArPQPoints[0].X)) /
Power(vArPQPoints[0].Y, FDegreeN);
end
//Если
else
begin
Result := 'Давление пласта должно быть больше давления забойного!';
Exit;
end;
end;
end;
except
end;
end;
//Моделирование - получение точек характеристики (графика)
function TModelInflowGasDarsi.Modeling(CountPoints : Integer) : boolean;
var
_PZab : TVarPressure;
_PQg : TVarObemniRashodQ;
Begin end; {Для класса "Модель-Приток газа-Дарси"}
{Для класса "Модель-Приток жидкости-Линейная"}
{Конструктор}
constructor TModelInflowLiquidStraightLine.Create;
begin
try
inherited Create;
//A и B
FCoeffA := 0; FCoeffB := 0;
//Пластовое и забойное давление
FPpl := 0; FPzab := 0; FQliquid := 0; FQliquidMax := 0;
except
end;
end;
{Деструктор}
destructor TModelInflowLiquidStraightLine.Destroy;
begin
try
//A и B
FCoeffA := 0;
FCoeffB := 0;
//Пластовое и забойное давление
inherited;
except
end;
end;
{Запись Коэффициент A}
procedure TModelInflowLiquidStraightLine.SetCoeffA(rCoeffA : Real);
begin
if (rCoeffA <> FCoeffA) then FCoeffA := rCoeffA;
end;
//Нахождение коэффициента A для уравнения притока газа
Function TModelInflowLiquidStraightLine.CalcCoeffA(PQPoint : TVariablePoint) :
String;
begin
try
Result := "";
//Если давление пласта больше забойного
if (FPpl > PQPoint.X.GetValue('кгс/см2')) then
begin
//Коэффициент A
FCoeffA := (FPpl - PQPoint.X.GetValue('кгс/см2')) /
(PQPoint.Y.GetValue('тыс.м3/сут'));
end
//Если давление пластовое <= забойного
else

```

```

begin
  Result := 'Давление пласта должно быть больше давления забойного!';
  exit;
end;
except
end;
end;
//Нахождение Коэффициента А
Function TModelInflowLiquidStraightLine.CalcCoeffA(
rPpl, rPzab, rQj : Real) : string;
begin
  try
    Result := "";
    FPpl := rPpl;
    FPzab := rPzab;
    FQliquid := rQj;
    //Если давление пласта больше забойного
    if (FPpl > FPzab) and (FQliquid > 0) then
      begin
        //Коэффициент А
        FCoeffA := (FPpl - FPzab) / FQliquid;
      end
    //Если давление пластовое <= забойного
    else
      begin
        Result := 'Давление пласта должно быть больше давления забойного!';
        exit;
      end;
    except
    end;
  end;
//Задать Забойное давление
procedure TModelInflowLiquidStraightLine.SetPpl(vPpl : real);
begin
  FPpl := vPpl;
end;
//Нахождение QжMax
Function TModelInflowLiquidStraightLine.GetQliquidMax : real;
begin
  try
    //FPpl.GetMinValue('кгс/см2')
    Result := 0;
    if (FCoeffA > 0) and (FPpl > 0) then
      Result := (FPpl - (1.033)) / FCoeffA;
    if Result < 0 then
      Result := 0;
    except
      Result := 0;
    end;
  end;
//Нахождение Qж
Function TModelInflowLiquidStraightLine.CalcQliquid : real;
begin
  try
    Result := 0;
    if (FCoeffA > 0) then
      Result := (FPpl - FPzab) / FCoeffA;
    if Result < 0 then
      Result := 0;
    except
      Result := 0;
    end;
  end;
//Нахождение Pзаб
Function TModelInflowLiquidStraightLine.CalcPzab : real;
begin
  try
    Result := FPpl - FCoeffA * FQliquid;
    if Result < 0 then
      Result := 0;
    except
      Result := 0;
    end;
  end;

```

```

end;
//Задать входные параметры
function TModelInflowLiquidStraightLine.SetInputParameters(vPpl, rQg : real;
rCcoeffA : real) : boolean;
begin
  inherited SetInputParameters;
  try
    FPpl := vPpl;
  except
    FPpl := 0;
  end;
  try
    FQliquid := rQg;
  except
    FQliquid := 0;
  end;
  try
    FCoeffA := rCcoeffA;
  except
    FCoeffA := 0;
  end;
end;
//Моделирование - получение точек характеристики (графика)
function TModelInflowLiquidStraightLine.Modeling(CountPoints :
integer) : boolean;
var
  _PZab : TVarPressure;
  _PQliq : TVarObemniRashodQ;
Begin end; {Для класса "Модель-Приток жидкости-Линейная"}
{Для класса "Модель-Движение продукции в вертик/наклон трубе - Адамов"}
//Найти Давление на входе/выходе
procedure TModelAdamova.CalcP;
var
  CalcReZotovAndAliev : TCalcReZotovAndAliev;
  CalcLyambdaZotovAndAliev : TCalcLyambdaZotovAndAliev;
  ProductionClass : TProductionClass;
  vProduction : TProduction;
begin
  try
    CalcReZotovAndAliev := TCalcReZotovAndAliev.Create;
    CalcLyambdaZotovAndAliev := TCalcLyambdaZotovAndAliev.Create;
    case CalcPath of
      cpOutToIn :
        begin
          ProductionClass :=
            TProductionClass(FProduction_out.ClassType);
          vProduction := ProductionClass.Create;
          vProduction.Assign(FProduction_out);
        end;
    end; //case
    vProduction.CalcParameters;
    //Если продукция - газ + жидкость
    if (vProduction is TProductionGasAndLiquid) then
      //with TProductionGasAndLiquid(vProduction) do
      begin
        //Показатель S по статике
        FSStatic := 0.03415 *
          TProductionGasAndLiquid(vProduction).Gas.pGasMixOtmPoVozd *
          TProductionGasAndLiquid(vProduction).Param_p * FdH /
          (T_sr * TProductionGasAndLiquid(vProduction).Gas.Z);
        //Показатель S по динамике
        FSDinamic := 0.03415 *
          TProductionGasAndLiquid(vProduction).Gas.pGasMixOtmPoVozd *
          TProductionGasAndLiquid(vProduction).Param_p *
          FdL / (T_sr * TProductionGasAndLiquid(vProduction).Gas.Z);
        //Коэффициент Рейнольдса
        CalcReZotovAndAliev.CalcRe;
        FRe := CalcReZotovAndAliev.Re;
        //Лямбда
        CalcLyambdaZotovAndAliev.SetInputParameters(FRe, FRelationalWallRoughness);
        CalcLyambdaZotovAndAliev.CalcLyambda;
        FLya := FKg * CalcLyambdaZotovAndAliev.Lyambda;
        //Показатель E по статике

```



```

FE2SStatic := Exp(FSStatic + FSStatic);
//Показатель E по динамике
FE2SDinam := Exp(FSDinamic + FSDinamic);
//Объемный расход смеси
TProductionGasAndLiquid(vProduction).QR :=
(TProductionGasAndLiquid(vProduction).Gas.GR +
TProductionGasAndLiquid(vProduction).Liquid.GR) /
TProductionGasAndLiquid(vProduction).Gas.pGasMix;
end // if
else
//если продукция - "сухой" газ
if (vProduction is TProductionGasDinamic) then
// with TProductionGasDinamic(vProduction) do
begin
//Показатель S по статике
FSStatic := 0.03415 *
TProductionGasDinamic(vProduction).pGasMixOtnPoVozd * FdH /
(T_sr * TProductionGasDinamic(vProduction).Z);
//Показатель S по динамике
FSDinamic := 0.03415 *
TProductionGasDinamic(vProduction).pGasMixOtnPoVozd * FdL /
(T_sr * TProductionGasDinamic(vProduction).Z);
//Коэффициент Рейнольдса
CalcReZotovAndAliev.CalcRe;
FRe := CalcReZotovAndAliev.Re;
//Лямбда
CalcLyambdaZotovAndAliev.SetInputParameters(FRe, FRelationalWallRoughness);
CalcLyambdaZotovAndAliev.CalcLyambda;
FLya := FKg * CalcLyambdaZotovAndAliev.Lyambda;
//Показатель E по статике
FE2SStatic := Exp(FSStatic + FSStatic);
//Показатель E по динамике
FE2SDinam := Exp(FSDinamic + FSDinamic);
end;
case CalcPath of
cpInToOut :
begin
//Если продукция - газ + жидкость
if (FProduction_out is TProductionGasAndLiquid) then
begin
FProduction_out.P :=
(Sqr(FProduction_in.P) -
(1.377 * FLya *
Sqr(TProductionGasAndLiquid(vProduction).Gas.Z) *
Sqr(T_sr)) /
(Power(FDInner,5) *
TProductionGasAndLiquid(vProduction).Param_p) *
(FE2SDinam - 1) *
Sqr(vProduction.QR)) /
FE2SStatic;
end // if
else
//если продукция - "сухой" газ
if (FProduction_out is TProductionGasDinamic) then
begin
FProduction_out.P :=
(Sqr(FProduction_in.P) -
(1.377 * FLya *
Sqr(TProductionGasDinamic(vProduction).Z) *
Sqr(T_sr)) /
(Power(FDInner,5) * (FE2SDinam - 1) *
Sqr(TProductionGasDinamic(vProduction).QR)) / FE2SStatic;
end;
//Если результат отрицательный
if(FProduction_out.P < 0) then
begin
//if(Flag_Grafik = False) then
// ShowMessage('Ошибка! Слишком большое значение Q!');
Exit;
end
else
FProduction_out.P := Sqrt(FProduction_out.P);
end;

```

```

cpOutToIn :
begin
  //Если продукция - газ + жидкость
  if (FProduction_in is TProductionGasAndLiquid) then
  begin
    FProduction_in.P :=
      Sqr(FProduction_out.P) * FE2SStatic +
      (1.377 * FLya *
      Sqr(TProductionGasAndLiquid(vProduction).Gas.Z) *
      Sqr(T_sr)) / (Power(FDInner,5) *
      TProductionGasAndLiquid(vProduction).Param_p) *
      (FE2SDinam - 1) * Sqr(vProduction.QR);
  end // if
  else
  //если продукция - "сухой" газ
  if (FProduction_in is TProductionGasDinamic) then
  begin
    FProduction_in.P :=
      Sqr(FProduction_out.P) * FE2SStatic + (1.377 * FLya *
      Sqr(TProductionGasDinamic(vProduction).Z) *
      Sqr(T_sr)) / (Power(FDInner,5)) * (FE2SDinam - 1) *
      Sqr(TProductionGasDinamic(vProduction).QR);
  end;
  //Если результат отрицательный
  if(FProduction_in.P < 0) then
  begin
    //if(Flag_Grafik = False) then
    // ShowMessage('Ошибка! Слишком большое значение Q!');
    Exit;
  end
  else
    FProduction_in.P := Sqrt(FProduction_in.P);
  end;
end;
except; end;
FreeAndNil(CalcReZotovAndAliev); FreeAndNil(CalcLyambdaZotovAndAliev);
end; {Для класса "Модель-Движение продукции в вертик/наклон трубе - Адамов"}
//Найти Давление на входе/выходе
procedure TModelGujova.CalcP;
var
  Dvn : Real;
  iii : integer;
  CalcReZotovAndAliev : TCalcReZotovAndAliev;
  CalcLyambda : TCalcLyambda;
  CalcRe : TCalcRe;
  vProduction : TProduction;
  w_ont : real;
  e_Lamda : real; //Точность определения Lamda_jid
  Lamda_j2 : real; //Пер. для опред. Lamda_jidk при итерационном вычислении
  dP : real; //Перепад давления
  Theta2 : real; //Пер. для определения Theta при итерационном вычислении
  e_Theta : real; //Точность определения Theta
  C, Ks, Ky : real; //Коэффициенты для нахождения w_ont
  Kr : real; //Коэффициент растворимости газа
  A : real; //Для упрощения выражения
  vLyambdaParamCalc, vThetaParamCalc: TParametersCalc;
  _b_Flag, _b_Flag_r //Флаг перехода переход если true
  : boolean;
  VA, VB, //Коэффициенты VA и VB
  AR, AP :real; //Коэффициенты Ar и Ap
  ProductionClass : TProductionClass;
  QR_sm, QR_g_WY, pl_Gas, pl_j, Betta_, Fi_, V_sm, V_g, V_j, Vis_g,Vis_j : real;
Procedure CalcdP;
begin
  //Если продукция - газ
  if (vProduction is TProductionGasDinamic) then
  with TProductionGasDinamic(vProduction) do
  begin
    //Скорость движения смеси в рабочих условиях
    V := (4 * QR_WY * 0.011574) / (Pi * Sqr(Dvn)); V_sm := V;
    QR_sm := QR_WY; pl_Gas := pl; Vis_g := Vis;
    //Коэффициент Рейнольдса для газа
    CalcRe := TCalcRe1.Create;
    (CalcRe as TCalcRe1).SetInputParameters(V, Dvn, pl, Vis/1000);
  end;
  end;
end;

```

```

CalcRe.CalcRe;   FReGas := CalcRe.Re;
//Находим ламда смеси = ламда газа
CalcLyambda := TCalcLyambdaVNIgas.Create;
CalcLyambda.CalcLyambda;
FLyambda := FKg * CalcLyambda.Lyambda;
//Находим перепад давления
dP := (FLyambda * V * V * pl / (Dvn + Dvn) +
pl * g * FSinA) * FdL * 0.0001 / g;
exit;
end;
//Если продукция - жидкость
if (vProduction is TProductionLiquid) then
with TProductionLiquid(vProduction) do
begin
//Скорость движения смеси в рабочих условиях
V := (4 * QR * 0.011574) / (Pi * Sqr(Dvn));
//Коэффициент Рейнольдса для жидкости
CalcRe := TCalcRe1.Create;
(CalcRe as TCalcRe1).SetInputParameters(V, Dvn, Pl, Vis);
CalcRe.CalcRe;
FReLiq := CalcRe.Re;
//Находим ламда смеси = ламда жидкости
CalcLyambda := TCalcLyambdaVNIgas.Create;
CalcLyambda.CalcLyambda;
FLyambda := FKg * CalcLyambda.Lyambda;
V_sm := V;
QR_sm := QR;
pl_j := pl;
Vis_j := Vis;
//Находим перепад давления
dP := (FLyambda * V * V * Pl / (Dvn + Dvn) +
Pl * g * FSinA) * FdL * 0.0001 / g;
exit;
end;
//Если продукция - газ + жидкость
if (vProduction is TProductionGasAndLiquid) then
with TProductionGasAndLiquid(vProduction) do
begin
//Скорость движения газожидкостной смеси в рабочих условиях
V := (4 * FQR_WY * 0.011574) / (Pi * Sqr(Dvn));
//Коэффициент Рейнольдса для газа
CalcRe := TCalcRe1.Create;
(CalcRe as TCalcRe1).SetInputParameters(V, Dvn, Gas.pl, Gas.Vis/1000);
CalcRe.CalcRe;
FReGas := CalcRe.Re;
//Коэффициент Рейнольдса для жидкости
CalcRe := TCalcRe1.Create;
(CalcRe as TCalcRe1).SetInputParameters(V, Dvn, Liquid.Pl, Liquid.Vis);
CalcRe.CalcRe;
FReLiq := CalcRe.Re;
//Число Фруда смеси
FFr_sm := Sqr(V) / (g * Dvn);
//из [1, с. 22]
Liquid.V := Power((FReLiq * FFr_sm * Gas.pl /
(Liquid.Pl - Gas.pl)), 0.333);
//из [1, с. 13]
Gas.V := Power((FReGas * FFr_sm * Gas.pl /
(Liquid.Pl - Gas.pl)), 0.333);
QR_sm := FQR_WY;
V_sm := V;
pl_Gas := Gas.pl;
Vis_g := Gas.Vis;
pl_j := Liquid.Pl;
Vis_j := Liquid.Vis;
QR_g_WY := Vis_otn;
//из [2, с. 59]
if(Vis_otn - 0.001) <= 0 then
//Находим число Фруда автомобильное
FFr_a := 1150.0 * Power(Vis_otn, 0.79)
else
//Находим число Фруда автомобильное
FFr_a := g * Power(Vis_otn, 0.1);
//из [3, с. 35]

```

```

if(Vis_otn - 0.01) <= 0 then
//Находим коэффициент, учитывающий влияние вязкости
FkVis := 0.35 + 1.4 * Power(Vis_otn, 0.25)
else
//Находим коэффициент, учитывающий влияние вязкости
FkVis := 0.77 + 0.23 * Sqrt(Vis_otn);
//из [2, с. 161] [3, с. 36] [4, с.31]
//Находим истинное газосодержание при пробковом режиме течения
FFi_mtP := FkVis * Beta * (1.0 - Exp((-4.4) * Sqrt(FFr_sm / FFr_a)));
//из [1, с. 13] [2, с. 165] [3, с. 34]
//граница перехода от кольцевой структуры течения
//смеси к пробковой в восходящем трубопроводе
FW_gran_voshod := 10 * (0.82 - 0.0017 * Power(Vis_otn, -0.6)) *
Exp((8.0 + 62.0 * Vis_otn) * (1 - Beta)) / Gas.V;
if(FW_gran_voshod > 1.0) then
//режим не кольцевой
begin
//Если течение смеси нисходящее
if((FSinA - 0.0) <= 0) then
begin
//[2, с. 229]
//_r_Fr_kr := (0.2 + 2 * Abs(_r_Sinys)/
//[???)
FFr_kr := 5.0 * Exp(Power(Betta, 3)) * Power(Abs(FSinA), 0.25);
FFr_kr := 2.0 * FFr_kr * FFr_kr / (1 - Betta);
//Если
if(FFr_kr - FFr_sm) <= 0
//то, течение смеси пробковое
then _b_Flag := True
else
//иначе течение смеси разделенное
begin
//из [2, с. 156, 229] [3, с. 36]
//Находим истинное содержание газа
Fi := 1.0 - 2.63 * Sqrt((FFr_sm * Gas.pl /
(Liquid.Pl - Gas.pl) * Sqr(1 - Betta) / (0.02 + Sqrt(Abs(FSinA)))));
if(Fi < 0) then Fi := 0.01;
//[4, с.18]
Gas.V := 4 * Gas.QR_WY * 0.011574 / (Pi * Dvn * Dvn);
FTheta := Pi * Fi;
Theta2 := FTheta;
vThetaParamCalc.Clear;
Repeat
begin
FTheta := Theta2;
//[4, с.18] [2, с.230]
//0.5 sin (2a) = sin a * cos a
//Параметр для нахождения гидравлического диаметра
// для разделенного режима течения
FTheta := Pi * Fi + 0.5 * Sin(2.0 * FTheta);
e_Theta := Abs(Theta2 - FTheta);
Theta2 := (Theta2 + FTheta) / 2.0;
vThetaParamCalc.Inc;
end;
Until (e_Theta < vThetaParamCalc.Precision) or
(vThetaParamCalc.CountIter > vThetaParamCalc.MaxCountIter);
//[2, с.230] [4, с.19]
FRe2 := 4.0 * Gas.QR_WY * 0.011574 * Gas.pGasMix /
(Dvn * Gas.Vis/1000 * FTheta);
//Находим ламда смеси = ламда жидкости
CalcLyambda := TCalcLyambdaVNIIgas.Create;
CalcLyambda.CalcLyambda;
FLyambda := FKg * CalcLyambda.Lyambda;
//[3, с.35]
//Находим перепад давлений
dP := (FLyambda * Gas.pl * Gas.V * Gas.V * FTheta /
(2 * Pi * Dvn * Fi) + Gas.pl * g * FSinA) * FdL * 0.0001 / g;
exit;
end;
end
//Если течение смеси восходящее
else
begin

```

```

_b_Flag := True;
end;
//Если течение смеси пробковое
if (_b_Flag = True) then
begin
//из [1, с. 30]
//Находим плотность смеси в рабочих условиях
Pl := Fi * Gas.pl + (1 - Fi) * Liquid.Pl;
//Находим коэффициенты BA и BB
BA := Betta / Fi;
BB := (1 - Betta) / (1 - Fi);
//из [1, с. 30]  $1.732^2 = 3$ 
AP := (1 - Fi) * Liquid.Pl / Pl * (0.16 * BB * BB + 3.0 * Sqr(Fi *
(BA - BB))) + Fi * Gas.pl / Pl * 0.16 * BA * BA;
//из [1, с. 30]
AR := (BB * (1 - Betta) * Liquid.Pl + BA * Betta * Gas.pl) / Pl;
//из [1, с. 30] [2, с. 68-69] //????????????
//Находим ламда смеси = ламда жидкости
FLyambda := FKg * (1.0 / Sqr(3.0 / BB * Sqr(AR) - 0.8 * Sqr(AR) /
Sqr(AP) * (Log10(FRelationalWallRoughness + 78.0 *
Sqr(1 - Betta) / FReLiq) + 0.65)));
//Находим истинное содержание газа
Fi := 1.0 - FFi_mtP;
//[2, с. 230]
//Находим перепад давлений
dP := (FLyambda * V * V / (2.0 * Dvn) *
(Sqr(1 - Betta) * Liquid.Pl / (1 - Fi) + Sqr(Betta) * Gas.pl / Fi) +
((1 - Fi) * Liquid.Pl + Fi * Gas.pl) * g * FSinA) * FdL * 0.0001 / g;
exit;
end;
end;
//Течение смеси кольцевое
if((FSinA - 0.0) > 0) then
begin
//[1, с. 21]
//Находим безразмерную скорость смеси в рабочих условиях
FW_gran_nishod := V * Power((Liquid.Pl - Gas.pl) / (Liquid.Sigma * g *
FSinA), 0.25) * Power((Gas.pl / Liquid.Pl), 0.5);
//[1, с. 21]
if (FW_gran_nishod < 3.3) then
FFi_B := 0.0053 * (3.3 - FW_gran_nishod) / Liquid.V
else
FFi_B := 0.0;
//из [1, с. 22] [2, с. 161]
//Находим истинное влагосодержание, Fi := 1 -
(FFi_B / (1.0 + 200.0 * (1 - Betta) ) + 370.0 * (1 - Betta) / Liquid.V) *
Power(10.0, (-600.0 * (1 - Betta) / Liquid.V)) +
(1 - FFi_mtP) * (1.0 - Power(10.0, (-600.0 * (1 - Betta) / Liquid.V)));
end;
if((FSinA - 0.0) < 0) then
//[1, с. 25] [2, с. 162]
//Находим истинное влагосодержание, Fi := 1 - (370.0 * (1 - Betta) / Liquid.V * (1.0 - 1.0 /
(1.0 + 3.84 * Power(10.0,(-6) ) * Power(Liquid.V, 3.0) *
Power(Abs(FSinA),-1.66)) * Power(10,(-600.0 * (1 - Betta) / Liquid.V)) +
(1 - FFi_mtP) * (1.0 - Power(10.0, (-600.0 * (1 - Betta) / Liquid.V)))));
//[2, с. 175]
FPsi := 1.0 + 0.0031 * Power((FReGas * FFr_sm * (Liquid.Pl - Gas.pl)/
Gas.pl), 0.3333) * Exp((-15.0) * (Gas.pl / Liquid.Pl + (1 - Betta) *
Sqr(100.0 * (1 - Betta)));
//[2, с. 172]
//Находим ламда смеси = ламда жидкости
//(коэффициент гидравлического сопротивления)
CalcLyambda := TCalcLyambdaVNIlgas.Create;
(CalcLyambda as TCalcLyambdaVNIlgas).SetInputParameters(FReLiq, FRelationalWallRoughness);
CalcLyambda.CalcLyambda;
FLyambda := FKg * FPsi * CalcLyambda.Lyambda;
//[2, с. 230]
//Находим перепад давлений
dP := (FLyambda * V * V / (2.0 * Dvn) * (Sqr(1 - Betta) * Liquid.Pl /
(1 - Fi) + Sqr(Betta) * Gas.pl / (Fi)) + ((1 - Fi) * Liquid.Pl +
Fi * Gas.pl) * g * FSinA) * FdL * 0.0001 / g;
exit;
Betta_ := Betta;

```

```

    Fi_ := Fi;
end; //with
end;
begin
try
vLyambdaParamCalc := TParametersCalc.Create;
vThetaParamCalc := TParametersCalc.Create;
CalcReZotovAndAliev := TCalcReZotovAndAliev.Create;
FMode_Techeniya := mtKolcevoi; e_Lamda := 0; dP := 0; C := 0; Ks := 0;
Ky := 0; Kr := 0; Dvn := FDIInner / 100;
for iii := 0 to FCount_Pipe_Sections - 1 do
begin
case CalcPath of
cpInToOut :
begin
ProductionClass :=
TProductionClass(FProduction_in.ClassType);
vProduction := ProductionClass.Create;
vProduction.Assign(FProduction_in);
end;
cpOutToIn :
begin
ProductionClass :=
TProductionClass(FProduction_out.ClassType);
vProduction := ProductionClass.Create;
vProduction.Assign(FProduction_out);
end;
end; //case
vProduction.T := T_sr;
vProduction.P := P_sr;
vProduction.CalcParameters;
//Найти перепад давления
CalcP;
case CalcPath of
cpInToOut :
begin
FProduction_out.P := FProduction_in.P - dP;
//Если результат отрицательный
if(FProduction_out.P < 0) then
begin
FProduction_out.P := 0; exit;
end;
end;
cpOutToIn :
begin
FProduction_in.P := FProduction_out.P + dP;
//Если результат отрицательный
if(FProduction_in.P < 0) then
begin
FProduction_in.P := 0;
exit;
end;
end; //case
end; //for iii
finally
try
CalcReZotovAndAliev.Free; vProduction.Free; vLyambdaParamCalc.Free;
vThetaParamCalc.Free;
except end;
end;
end; {Для класса "Модель-Движение продукции в горизонтальной трубе – Сборная"}
end.

```