TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа _Инженерная школа природных ресурсов_____
Направление подготовки ___21.03.01 «Нефтегазовое дело»_____
Отделение школы (НОЦ)___Отделение нефтегазового дела_____

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ технологических процессов сбора газа на Ямбургском газоконденсатном месторождении (ЯНАО)

УДК 622.279-047.44(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Сальников Максим Анатольевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков Иван Сергеевич	к.х.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Хасанов Вячеслав Викторович			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент (ООД, ШБИП)	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2019г.

Планируемые результаты обучения

Код результата	*Результат обучения (выпускник должен быть готов)*	*Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон*
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Р1	Приобретение *профессиональной эрудиции* и *широкого кругозора* в области *гуманитарных и естественных* наук и использование их в профессиональной деятельности	*Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3,ОК-4,ОК-5,ОК-7) (EAC-4.2a) (ABET-3A)*
Р2	Уметь анализировать *экологические последствия* профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение *безопасных условий труда*	*Требования ФГОС ВО (ОК-3,ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.*
Р3	Уметь *самостоятельно учиться* и непрерывно *повышать квалификацию* в течение всего периода профессиональной деятельности	*Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2,ОК-3,ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (ABET-3i),ПК1,ПК-23, ОПК-6, ПК-23*
Р4	Грамотно решать *профессиональные инженерные задачи* с использованием современных *образовательных и информационных технологий*	*Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5,ОПК-6) (EAC-4.2d), (ABET3e)*
в области производственно-технологической деятельности		
Р5	Управлять *технологическими процессами*, эксплуатировать и обслуживать *оборудование нефтегазовых* объектов	*Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3,ПК-4, ПК-7,ПК-8,ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14,ПК-15)*
Р6	Внедрять в практическую деятельность *инновационные подходы* для достижения конкретных результатов	*Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6,ПК-10, ПК-12)*
в области организационно-управленческой деятельности		
Р7	Эффективно работать *индивидуально и в коллективе* по *междисциплинарной* тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	*Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16,ПК-18) (EAC-4.2-h), (ABET-3d)*
Р8	Осуществлять *маркетинговые исследования* и участвовать в создании проектов, повышающих *эффективность использования ресурсов*	*Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)*
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые *данные для экспериментально-исследовательской деятельности* в нефтегазовой отрасли	*Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23,ПК-24,ПК-25,ПК-26)*
Р10	*Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать* экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с	*Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,)*

Код результата	*Результат обучения (выпускник должен быть готов)*	*Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон*
	использованием *современных методов моделирования* и *компьютерных технологий*	*(ABET-3b)*
в области проектной деятельности		
Р11	Способность применять знания, современные методы и *программные средства проектирования* для *составления проектной и рабочей и технологической документации* объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	*Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30)* *(ABET-3c), (EAC-4.2-e)*

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа __Инженерная школа природных ресурсов_____
Направление подготовки (специальность)_21.03.01 «Нефтегазовое дело»_____
Отделение школы (НОЦ)_Отделение нефтегазового дела _____

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель ООП
_____ _____ Максимова Ю.А.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврская работа

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	**ФИО**
2Б5Д	Сальникову Максиму Анатольевичу

Тема работы:

Оптимизация работы скважин оборудованных установкой электроцентробежных насосов на нефтяных месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 2022/с от 18.03.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2019

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы по разработке и технологии добычи газа Ямбургского месторождения, геолого-физические характеристики продуктивных пластов.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	- описать и проанализировать газосборную систему; - описать и проанализировать модернизированный МФА; - представить основные показатели работы МФА на разных стадиях разработки, и предложить вариант решения проблем; - провести технологический расчет параметров МФА

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
1. Анализ газосборной сети валанжинской залежи Ямбургского месторождения	Хасанов Вячеслав Викторович
2. «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент Кащук Ирина Вадимова
3. «Социальная ответственность»	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

1. Краткая геологопромысловая характеритика ЯГКМ
2. Состояние разработки месторождения
3. Анализ газосборной сети валанжинской залежи Ямбургского месторождения
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
5. Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.03.2019г.

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков Иван Сергеевич	к.х.н.		
Ассистент	Хасанов Вячеслав Викторович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Сальников Максим Анатольевич		

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа ресурсов природных
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Уровень образования Бакалавриат
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
Период выполнения Весений семестр 2018/2019 учебного года
Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2019

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
24.03.2019	Краткая геологопромысловая характеритика ЯГКМ	*10*
28.03.2019	Состояние разработки месторождения	*20*
15.03.2019	Анализ газосборной сети валанжинской залежи Ямбургского месторождения	*20*
30.04.2019	Усовершенствование системы сбора, подготовки и транспорта продукции скважин	*20*
15.05.2019	Финансовый менеджмент	*10*
21.05.2019	Социальная ответственность	*10*
27.05.2019	Оформление работы	*10*
	Итого	*100*

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков Иван Сергеевич	к.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Хасанов Вячеслав Викторович			

СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Максимова Юлия Анатольевна			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 111 страниц , 14 рисунков, 8 таблиц.

ОБЪЕКТ РАЗРАБОТКИ, СОСТАВ ГАЗОКОНДЕНСАТА, НАКОПЛЕННАЯ ДОБЫЧА, ОБВОДНЕННОСТЬ, АБСОРБЕР, КОМПЛЕКСНАЯ ПОДГОТОВКА ГАЗА, ОСУШКА ГАЗА, ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ, МЕТАНОЛ, МОДЕРНИЗАЦИЯ, МАССООБМЕН

Объектом исследования является Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение.

Цель работы: обзор работы газосборной системы ЯГКМ, а в часности работы многофункционального аппарата (МФА) на различных режимах эксплуатации и выбор его оптимального режима.

В выпускной квалификационной работе приведены: сведения о геолого-промысловой характеристике Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения, описана динамика показателей добычи до 2015 года, проведено описание технологического процесса подготовки газа, извлечения конденсата и регенерации метанола. Дан анализ работы многофункционального аппарата ГП811.05.01.000. Рассчитана экономическая эффективность модернизации МФА.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel; рисунки - графические программы Adobe Photoshop и Microsoft Paint. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

А - абсорбер

АВО - аппарат воздушного охлаждения

ВМР - водометанольный раствор

ВМРн - насыщенный водометанольный раствор

ВХ - воздушный холодильник

г. - год

ГВК - газо-водяной контакт

ГКЗ – государственная комиссия по запасам

ГКС - головная компрессорная станция

ГПУ – газопромысловое управление

ГФУ - горизонтальное факельное устройство

ДКС - дожимная компрессорная станция

ДПДН - дисконтированный годовой поток денежной наличности

Ду - условный диаметр

ДЭГ - диэтиленгликоль

Е - емкость

ЗПА - здание переключающей арматуры

ИД – индекс доходности

КИПиА - контрольно-измерительные приборы и аппаратура

КОС - комплекс очистных сооружений

КПД – коэффициент полезного действия

КРД - клапан-регулятор давления

КРТ - клапан-регулятор температуры

КСО- комплекс скважинного оборудования

КС - контрольный сепаратор

м. – метр

млрд. – миллиард

млн. - миллион

МКН - мультикассетная насадка

МФА - многофункциональный аппарат

НКТ - насосно-компрессорные трубы

НПДН - накопленный поток денежной наличности

НТА - низкотемпературная абсорбция

ОАО – открытое акционерное общество

ООО – общество с ограниченной ответственностью

ПДК - предельно-допустимая концентрация

ПДН – поток денежной наличности

ППА - пункт переключающей арматуры

ПЭУ – правила устройства электроустановок

руб. -рубль

Р - разделитель

С - сепаратор

СИЗ - средства индивидуальной защиты

скв. - скважина

сут - сутки

Т - теплообменник

ТДА - турбодетандерный агрегат

Т.С. – тарифная ставка

УКПГ - установка комплексной подготовки газа

УППГ - установка предварительной подготовки газа

ФА - фонтанная арматура

ФП - фильтр-патрон

ЦПГ - цех подготовки газа

ЦРМ - цех регенерации метанола

ЧДД – чистый дисконтированный доход

ЭГ - эжектор газовый

ЯГД - Ямбурггаздобыча

ЯГКМ - Ямбургское газоконденсатное месторождени

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 12
1 КРАТКАЯ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЯГКМ 13
1.1 ОРОГИДРОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА 13
1.2 ГАЗОНОСНОСТЬ 14
1.3 СОСТАВ И СВОЙСТВА ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА 17
2 СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ 18
2.1 ДЕЙСТВУЮЩИЙ ФОНД СКВАЖИН 19
2.2 РЕЖИМ РАБОТЫ СКВАЖИН 27
3 АНАЛИЗ РАБОТЫ ГАЗОСБОРНОЙ СЕТИ ВАЛАНЖИНСКОЙ ЗАЛЕЖИ ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ 29
3.1 СИСТЕМА СБОРА ГАЗА ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ 29
3.2 СИСТЕМА СБОРА ПРОДУКЦИИ УКПГ - 1В 32
3.3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ С СИСТЕМОЙ АВТОМАТИЗАЦИИ 33
3.3.1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВА 33
3.3.2 ПУНКТ СЕПАРАЦИИ ПЛАСТОВОГО ГАЗА 34
3.3.3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПОДГОТОВКИ ГАЗА И ИЗВЛЕЧЕНИЯ КОНДЕНСАТА 35
3.4 РАБОТА МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОГО АППАРАТА ГП811.05.01.000 42
3.4.1 ФУНКЦИОНАЛЬНОЕ НАЗНАЧЕНИЕ И КОНСТРУКЦИЯ МФА 42
3.4.2 ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА РАБОТУ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ АППАРАТОВ 43
3.4.3 РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНЫХ РАБОТ ПО МОДЕРНИЗАЦИИ МФА - ГП811. 05. 01. 000 УКПГ - 1В 45
3.5 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ МОДЕРНИЗИРОВАННОГО-ГП811.05.01.000 УКПГ-1В НА РАЗНЫХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ 53
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ 81
ВВЕДЕНИЕ 81
4.1 Предпроектный анализ 81
4.1.1 АНАЛИЗ КОНКУРЕНТНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ С ПОЗИЦИИ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ 81
4.1.2 SWOT−АНАЛИЗ 83
4.2 Расчет экономической эффективности модернизации абсорбера на УКПГ - 1В ООО "Газпром добыча Ямбург" 85
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 92
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ 95

5.1.1 ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ 95
5.1.2 ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ 96
5.2 АНАЛИЗ ОПАСНЫХ И ВРЕДНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФАКТОРОВ 99
5.2.1 ШУМ 99
5.2.2 ПОЖАРО- И ВЗРЫВООПАСНОСТЬ 100
5.2.3 ВРЕДНЫЕ ВЕЩЕСТВА 103
5.3 ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ 104
5.4 БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ 105
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 106
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 107
ПРИЛОЖЕНИЕ А 108
ПРИЛОЖЕНИЕ Б 109
ПРИЛОЖЕНИЕ В 110

ВВЕДЕНИЕ

Ямало-Ненецкий автономный округ это один из самых богатых в мире регионов в плане запасов углеводородов. В регионе открыто 205 месторождений, из которых 75% - запасы газа, 61% - запасы газового конденсата и 15% - нефти от запасов всей России.

Общество с Ограниченной Ответственностью "ГазпромдобычаЯмбург" является обладателем девяти лицензий на разработку и проведение поисково-разведочных работ на севере Тюменской области.

Ямбургское газоконденсатное месторождение (ЯГКМ) расположено в заполярной части Западно-Сибирской равнины на Тазовском полуострове в бассейне реки Пойлово-Яха. По административно-территориальному делению северная территория месторождения является частью Тазовского, а южная - Надымского районов Ямало-Ненецкого национального округа. Населенные пункты практически отсутствуют, а имеющиеся расположены на побережье Обской и Тазовской губ. Дорожная сеть на месторождении развита слабо. ЯГКМ одно из ведущих газодобывающих предприятий Российской Федерации. Предприятие снабжает энергоносителями как отечественную промышленность, так и зарубежную.

Установка комплексной подготовки газа УКПГ - 1В подготавливает газ и газовый конденсат из валанжинской залежи Ямбургского газоконденсатного месторождения. Она является основным узлом подготовки газа и конденсата к дальнему транспорту. Промысловой обработке на установке подлежит также газ, поступающий с УППГ - 2В и УППГ - 3В. В технологию подготовки газа на УКПГ - 1В входит: сбор газа с кустов скв., подготовку газа методом низкотемпературной абсорбции, установку получения моторных топлив, блок регенерации метанола и прочее.

Для решения проблем связанных с подготовкой газа, связанных с постоянно падающим устьевым давлением, КС Ямбургская на УКПГ - 1В были установлены две ДКС.

На установке, после перехода на однореагентную схему сбора, была проведена модернизация части абсорберов первой очереди. За счет этого возникла необходимость увеличения и улучшения технологии регенерации метанола. Наряду с очисткой абсорбента весьма важным представляется модернизация существующих фильтр-патронов и разработка новых конструкций.

1 КРАТКАЯ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЯГКМ

1.1 Орогидрографическая характеристика района [2]

Территория Ямбургского месторождения характеризуется наличием большого количества озер (в основнвом термокарстовых) и болот.

Среднегодовая температура здесь колеблется от минус 24 до минус 26 градусов цельсия. Зимой температура воздуха может составлять даже минус 59°С. Средняя скорость ветра в данном регионе 6 м/с, при этом максимальная может достигать более чем 40 м/с. Основная часть годовых осадков приходится на летный период, а среднегодовое значение их выпадения равняется 325мм. Ледоход начинается в начале июня.

Из-за жестких климатических условий освоение данной территории осложнено. Плотность населения 1 человек на 6 км^2. Территория населена представителями различных национальностей и народностей. Ханты и ненцы - коренное население.

Территория Ямбургского месторождения является зоной многолетней мерзлоты. Порода протаивает в среднем на 1 метр, а толщина мерзлых пород в среднем составляет 350 м. Для территории характерны слабольдистые породы. Порода зачастую промерзает слоями, в среднем 3-мя этажами.

Территория ЯГКМ характеризуется сплошным развитием четвертичных отложений. Четвертичные отложения, в свою очередь, являются отличным источником сырья для строительных нужд.

Источниками газа и газоконденсата на данном месторождении выступают сеноманское, а так же валанжин-барремское отложения.

Добыча углеводородов ведется в сложных климатических условиях, поэтому во время разработки месторождения необходимо тщательно учитывать особенности Ямбургкого месторождения.

1.2 Газоносность [2]

Ямбургское месторождение приурочено к Надым-Пурской нефтегазоносной области. Оно находится в северной части Надымского нефтегазоносного района. Внушительные продуктивные толщи были выявлены в отложениях сономоно-пакурской и неокома-тангловской свиты. Продуктивная толща второй сложена переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пород с включениями и пропластками угля. Её мощность составляет около 600 м. Было выявлено 19 продуктивных горизонтов, в которых расположено 23 газоконденсатных залежи. Большинство коллекторов представляют из себя песчано-алевролитовые пласты, мощность которых колеблется от 0,4 до 24 метров. ФЕС сравнительно невысоки. Большинство пластов литологически не выдержанны. Уровень ГВК не выдержан в пределах горизонтов из-за их разобщенности. Преобладают коллекторы IV-х и V-х классов. Иногда можно встретить коллекторы III-го класса. Дебиты газа могут колебаться от 15 до 819 тыс.$м^3$/сут.

Неокомской продуктивной толще присущи линзовидные и литологически экранированные залежи, но так же можно встретить и залежи пластового сводного типа. Газ залегает на глубине в среднем 3000 метров. Размер самой внушительной залежи составляет 31×41 км. Она имеет высоту примерно 330 м. и представлена континентальными песчано-алевролитовыми породами. Зачастую они слабосцементированы и имеют прослои глин и углей. Имеют высокие ФЕС. Большинство коллекторов отнесено к колекторам I-х, II-х и III-х классов. Это говорит о высокой продуктивности. Дебиты разведочных

скважин колеблются от 400 до 2000 тыс. $м^3$/сут. Депрессия на пласт равна 0,06 МПа.

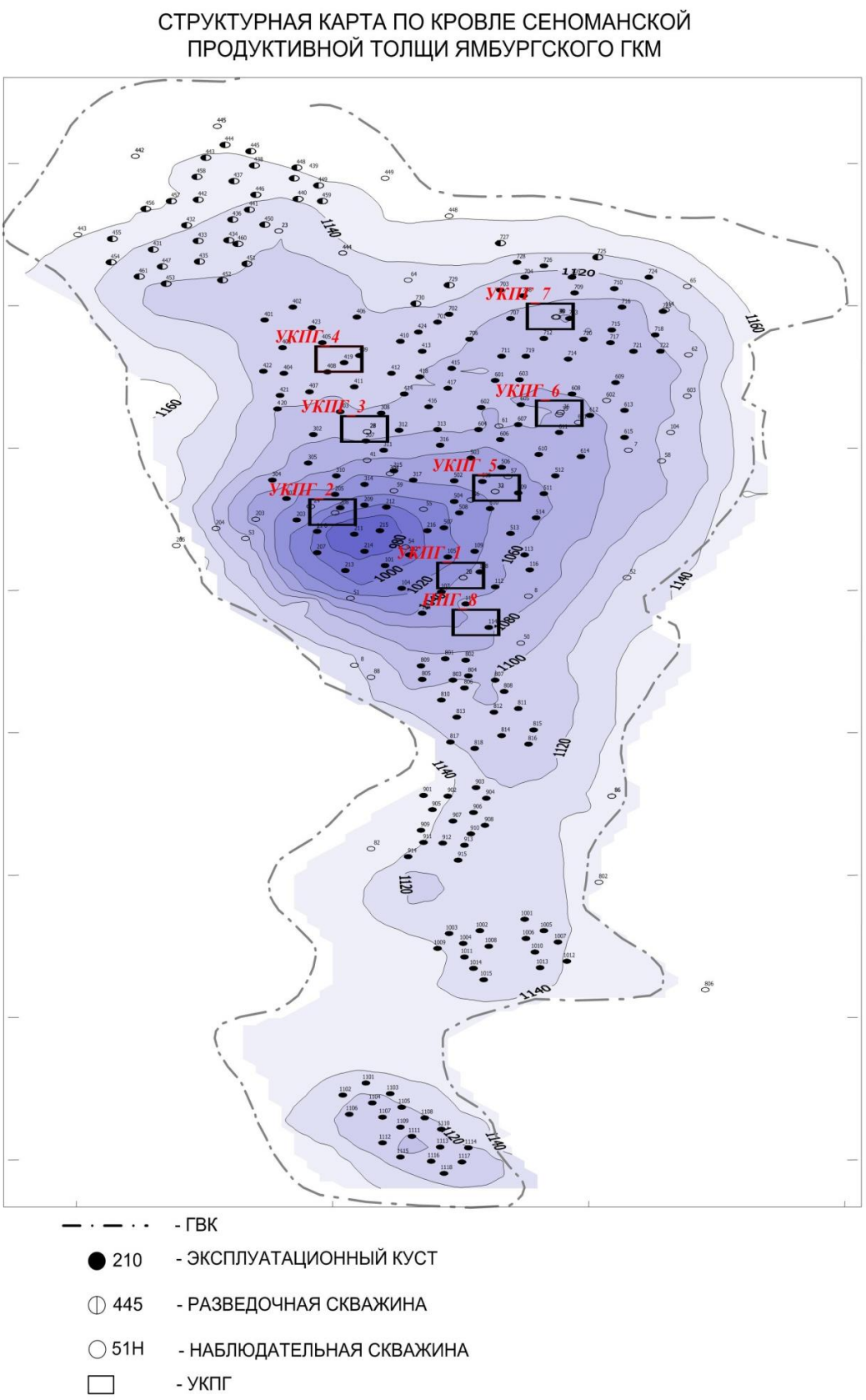


Рисунок 1.1 - Структурная карта кровли Сеноманской залежи ЯГКМ

Сеноманская залежь имеет размеры 85 х 45 км. Залежь является массивного типа и вскрыта в промежутке глубин от 998 до 1210 м. ГВК находится на глубине 1158,4 – 1175 м.

В связи с тем что продуктивные пласты характеризуются как слабосцементированные породы – очень часто возникает проблема выноса механических частиц в систему сбора, что вызывает абразивный износ оборудования, а также необходимость очистки сырья от механических примесей. Повышение уровня ГВК влечет за собой другое негативное явление – обводнение продукции, что соответственно заставляет инженеров подстраивать систему сбора на работу с продукцией содержащей большой процент воды.

1.3 Состав и свойства газа и газового конденсата

На УКПГ – 1 поступает природный газ, добытый из пластов валанжинской залежи ЯГКМ. Основным компонентом добываемого газа является метан. Его содержание составляет 89,6%, тяжелых углеводородов примерно 2%, сероводорода нет, содержание инертных газов – 0,01%, азота – 0,068%, углекислого газа – 0,3%.

Таблица 1 - Характеристика пластовой газоконденсатной смеси

Компоненты	Молекулярная масса, кг/моль	% мольные
N2	28	0,68
CO2	44	0,3
CH4	16	89,64
C2H6	30	4,54
C3H8	44	1,99
iC4H10	58	0,48
nC4H10	58	0,47

Среднее значение низшей теплотворной способности составляет 33067 кДж/м^3. Относительная плотность газа по воздуху равна 0,602. Среднекритические параметры составляют Ркр = 4,575 МПа, Ткр = 190,66 К. [14].

Фракционные составы конденсатов I - х и II - х объектов отличаются, по отдельным залежам также наблюдается неоднородность фракционных составов конденсатов. Этим объясняется широкий диапазон колебаний плотностей, вязкостных характеристик и температурных свойств [3].

Коэффициенты извлечения конденсата при разработке при истощении пластовой энергии до 0,1 МПа для газоконденсатных залежей I-х и II-х объектов приняты соответственно 0,64 и 0,68 [2].

На основании данных полученных геологической службой проектируется и уточняется план разработки месторождения. Только при правильной оценке информации и своевременно принятых мерах можно добиться высоких коэффициентов извлечения углеводородов.

2 СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Согласно проектной документации на период нарастающей добычи отводится 5 лет. За период постоянной добычи газа, на который отводится 13 лет. Проектный коэффициент извлечения нефти составлял 66%.

Усредненный рабочий дебит в период работы на постоянной основе составлял 1млн. м^3/сут., но на начальных этапах разработки он мог состовлять порядка 1,5млн. м^3/сут., при депрессии на пласт 0,5 – 0,6 МПа.

Для обеспечения равномерного дренирования было принято решение о кустовом расположении скважин по 4 – 8 единиц. Расстояние между забоями экспл. скв. куста 130 и 144 м. Диаметр лифтовой колонны составил 168мм. Скважины – наклонно-направленные. Кусты располагаются на линии изопахит 50 м.

Вскрытие продуктивного разреза в скв. осуществляется на различных отметках. Забой строится выше ГВК на 25 – 30 метров, чтобы уменьшить

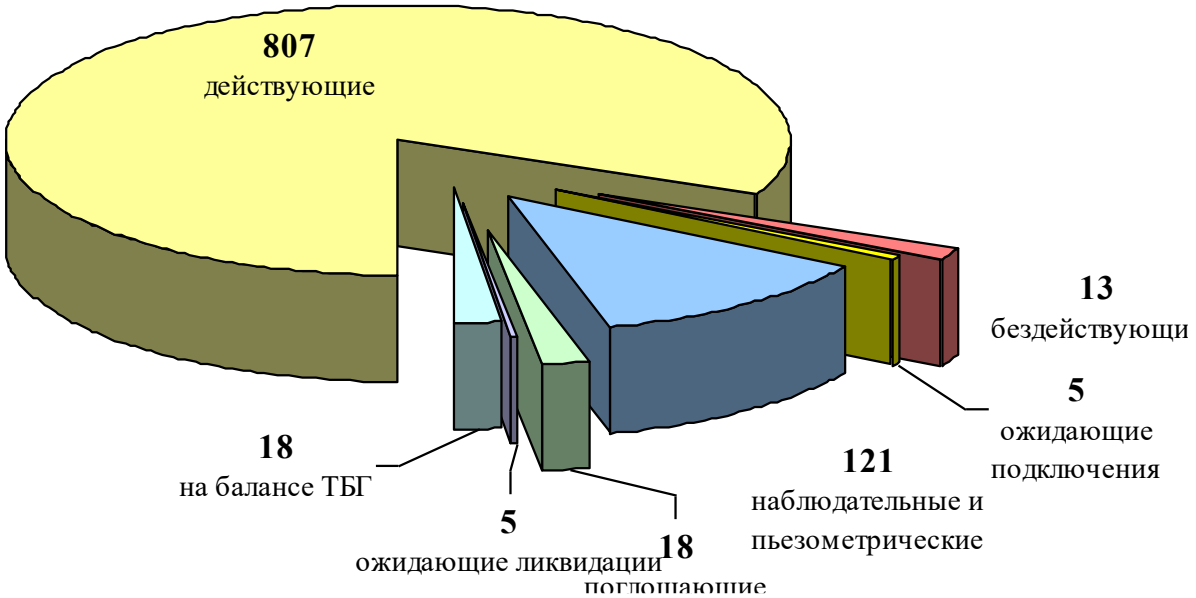
эффект обводнения скважинной продукции, а при наличии в структуре пласта на уровне ГВК глиняных экранов на 10 – 15 метров [5].

2.1 Действующий фонд скважин

Ямбургской геологической службой на протяжении г. в качестве мероприятий по контролю за разработкой сеноманской газовой залежи выполнены объемы работ по шаблонированию скв. с целью уточнения технического состояния забоев и перфорированной части ствола. Проведено 251 скважино-исследование на 226 скв.,находящихся на территории восьми газовых промыслов. Вследствие анализа результатов проведенных работ выявлены ряд факторов, оказывающих неблагоприятное влияние на работу скв. и эффективность разработки месторождения в целом. На всех скв. текущий забой находится выше искусственного. Во многих скв. ,а таких насчитывается 137, что составляет больше половины от общего числа скв., где проводилось шаблонирование, остановка приборов зафиксирована выше глубины установки воронки НКТ.

За отчетный период на Ямбургском месторождении проведено 421 скважино-исследование на 414 Сеноманских скв. с целью выявления межколонных газопроявлений, а также проведено 18 контрольных замеров на скв. с выявленными межколонными газопроявлениями. Причины возникновения газопроявлений: заколонные перетоки из газоносной части по негерметичному цементному камню; пропуски газа и заколонное его движение по негерметичным резьбовым соединениям эксплуатационной колонны и кондуктора; переток газа по негерметичным уплотнениям устьевого оборудования.

СЕНОМАН – 987 скв.



НЕОКОМ - 381 скв.

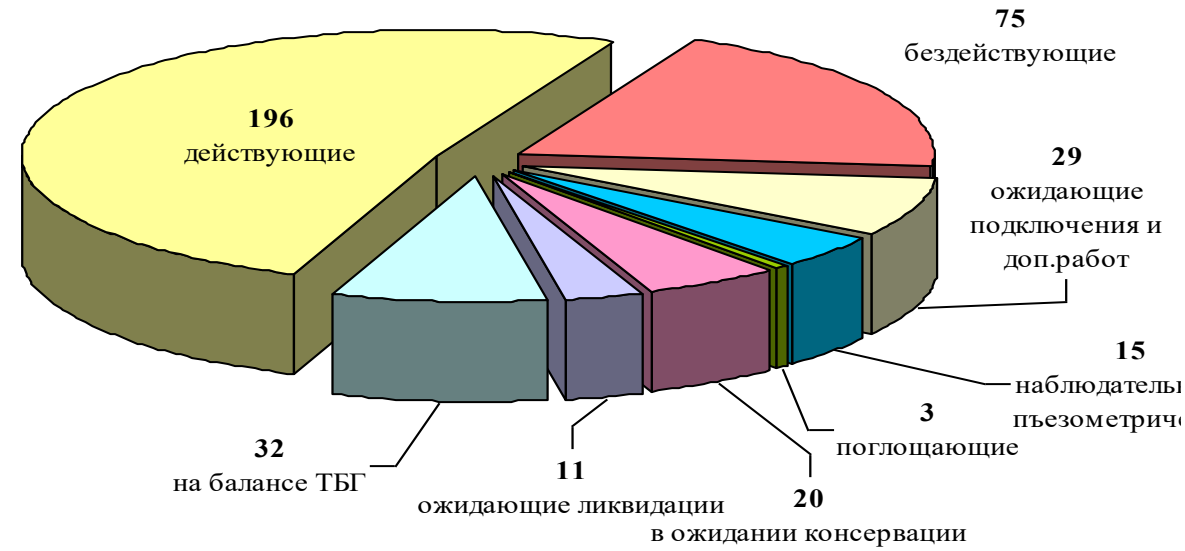


Рисунок 1.2.1 - Состояние фонда скв. на 1.01.2006

В районе УППГ - 3В работают 89 скв. (44 на первый объект и 45 скв. на второй объект). Добыча газа и нестабильного конденсата происходит с дебитами 34 млн. $м^3$/сут и 4,5 тыс. тонн соответственно. В дальнейшем для поддержания темпов добычи планируется строительство 150 дополнительных скважин, 97 из которых с субгоризонтальными забоями [4].

На рисунке 1.2.2 представлена динамика добычи газа предприятия до 2015 г. Исходя из данных можно сделать вывод о несоответствии действительных вводимых в разработку мощностей проектным. Это привело к увеличению дебета, приходящегося на одну скважину, что впоследствии привело к образованию значительных по площади депрессионных воронок и преждевременному обводнению продукции.

Несмотря на выход из капремонта после длительного простоя на УКПГ - 1В нескольких «старых скважин» с более высоким пластовым давлением (среднее фактическое давление по эксплуатационной зоне УКПГ - 1В сравнялось с проектным), резкое падение пластовых давлений по УППГ - 3В в связи с интенсивными отборами, резкое несоответствие проекту устьевых давлений, может осложнить ситуацию с добывными возможностями скв. в самое ближайшее время.

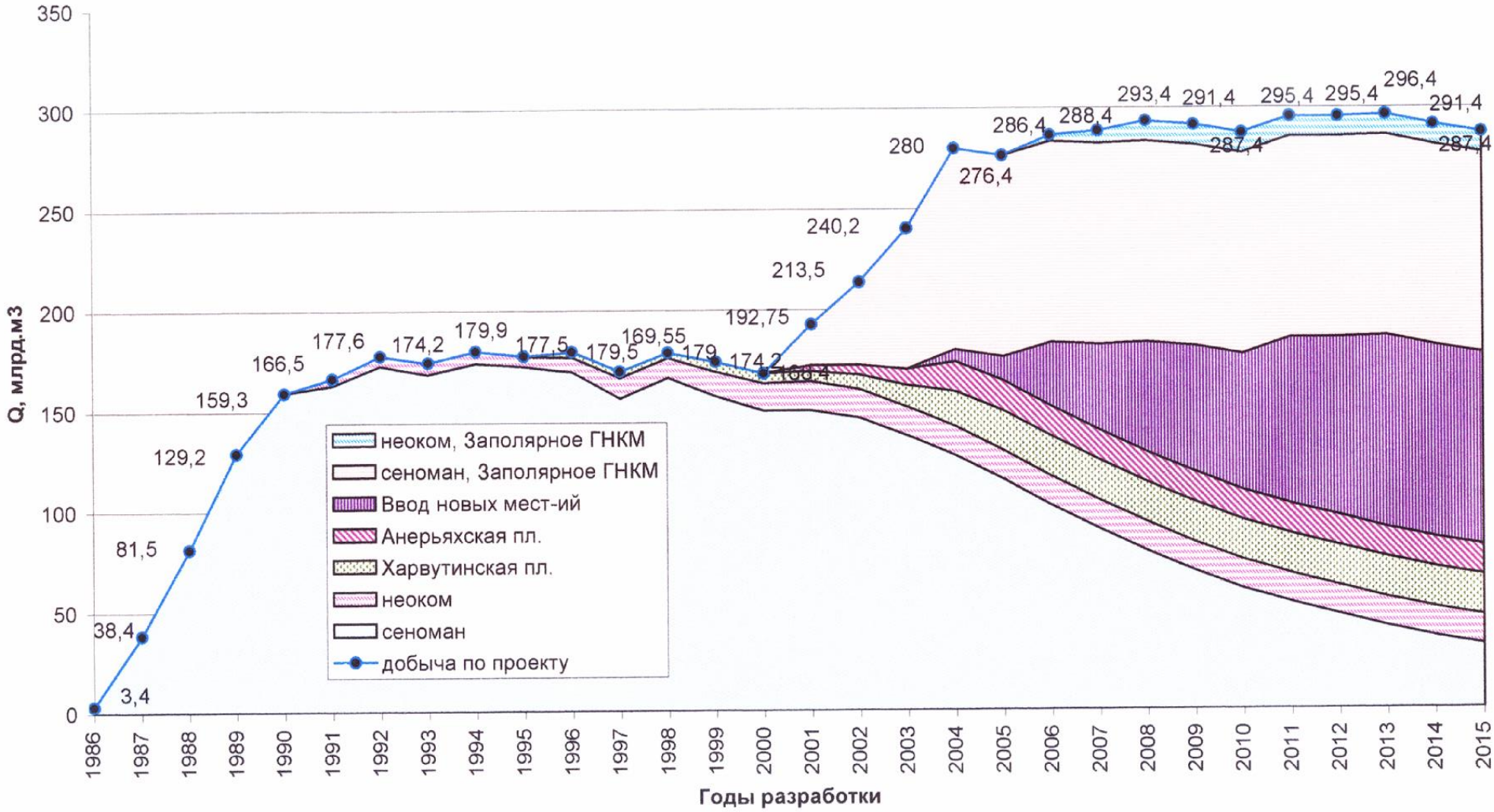


Рисунок 1.2.2 – Динамика добычи газа ООО «Ямбурггаздобыча» до 2015 г.

Кроме того, большое количество простаивающих скв. можно соотнести с обводнением продукции из-за негерметичностей эксплуатационных колонн.

В результате, на разработку залежей нижнего мела оказывают негативное влияние такие факторы как: высокая скорость снижения пластового давления, обводненность скважин, перетоки из пласта в пласт, большое количество простаивающих скважин.

Добыча падает так как основные запасы углеводородов залежи, расположенные преимущественно в центральной части (зоны УКПГ - 1, 2, 3, 5, 6), выработаны более чем на половину. Неравномерность отборов по площади была предусмотрена в коррективаx проекта разработки от 1997г., составленного ВНИИГаз. Проектные и фактические сроки ввода производственных мощностей на Ямбургском ГКМ представлены в таблице 1.2.1.

На месторождении отмечается тенденция позднего ввода мощностей. В последствии это оказывает целый ряд негативных эффектов. С этим можно связать несоответствие проектных показателей разработки действительным.

Таблица 1.2.1 - Проектные и фактические сроки ввода производственных мощностей на Ямбургском ГКМ

№ УКПГ	Дата ввода		Дата ввода ДКС(1 оч.)		
	проект	факт	№	проект	факт
УКПГ-1	1987г.	01.07.1987	**ДКС-1**	1994г.	10.06.1995
УКПГ-2	1986г.	22.09.1986	**ДКС-2**	1993г.	15.02.1997
УКПГ-3	1989г.	28.07.1989	**ДКС-3**	1995г.	06.06.1998
УКПГ-4	1990г.	21.12.1993	**ДКС-4**	1999г.	20.05.2000
УКПГ-5	1988г.	29.01.1988	**ДКС-5**	1994г.	04.12.1997
УКПГ-6	1989г.	07.09.1988	**ДКС-6**	1993г.	10.05.1996
УКПГ-7	1990г.	14.12.1991	**ДКС-7**	1997г.	10.04.2000
УППГ-8	1996г.	06.02.1996	**–**	**–**	**–**
УКПГ-9	2005г.	–	**–**	**–**	**–**
УППГ-4А	2003г.	30.12.2004	**–**	**–**	**–**

Средние пластовые давления по зонам УКПГ снизились с начала разработки практически в 2 раза и по центральным зонам УКПГ - 1, 2, 3, 5, 6 составляют от 4,89 до 5,04 МПа. В зонах УКПГ - 4,7,8 пластовые давления составляют соответственно 5,98; 6,27 и 7,94 МПа. Темп падения пластового давления по всем зонам УКПГ стабилизировался и за последний г. составляет около 0,4 МПа, по центральным зонам и до 0,5-0,7 МПа. по периферийным зонам.

По карте изобар представленной на рисунке 1.2.3 можно сделать вывод, что максимальное количество добываемого на месторождении газа, приходится на зоны контролируемые изобарой 6 МПа.

Согласно проекту разработки компенсация падающей добычи должна быть компенсирована введением в эксплуатацию скважин Анерьяхинского и Харвутинского участков. Продление постоянных отборов из залежей ЯГКМ становится невозможным из-за недостаточного финансирования.

Уровень подъема ГВК замеряется на месторождении один раз в г. в наблюдательных и эксплуатационных скв. на 100 из 126 эксплуатационных кустов. На представленной карте подъема ГВК (рисунок 3.4) по состоянию на 01.01.2001 г. и профиле подъема ГВК (рисунок 3.5) по г. разработки, на которых хорошо видна крайняя неравномерность подъема ГВК по площади. Даже в зонах отдельных УКПГ подъем ГВК на разных кустах изменяется в широких пределах (УКПГ - 1: куст № 114 – подъем 45,2 м; куст № 102 – 6,4 м; УКПГ - 2: куст № 215 – подъем 22,0 м; куст № 202 – подъем 1,8 м; и т.д.).

Локальные прорывы ГВК обусловлены особеностями литологического строения, в частности концентрацией пород-суперколлекторов в разрезе (доля колеблется от 40 до 50%). Менее значимой причиной являются величины отборов по кустам, а так же непостредственно их расположение на площади (к примеру высота залежи).

Знания о строении разреза и положении ГВК позволяют предсказывать ее движение в будущем.

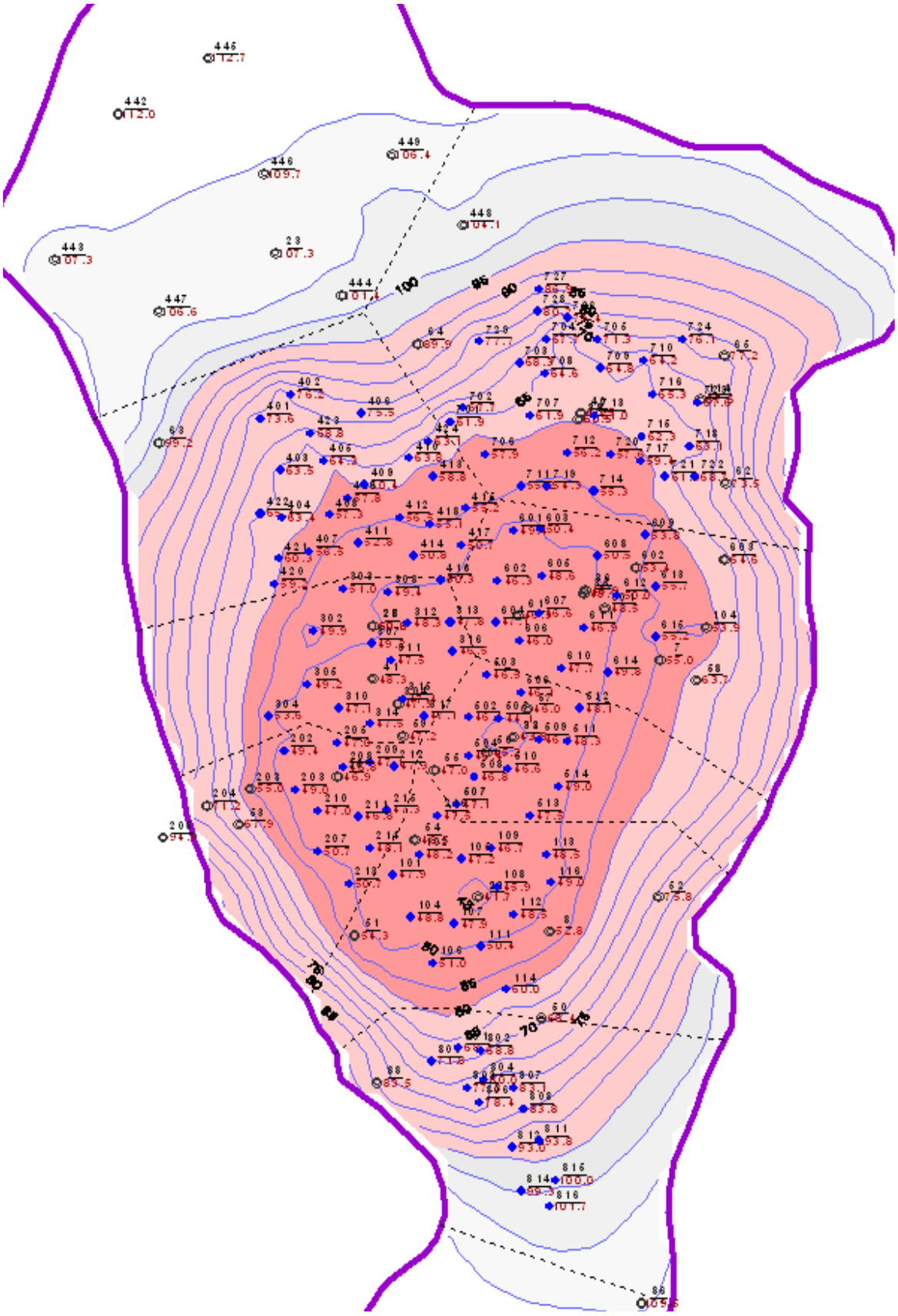


Рисунок 1.2.3 – Карта изобар на 01.01.2006

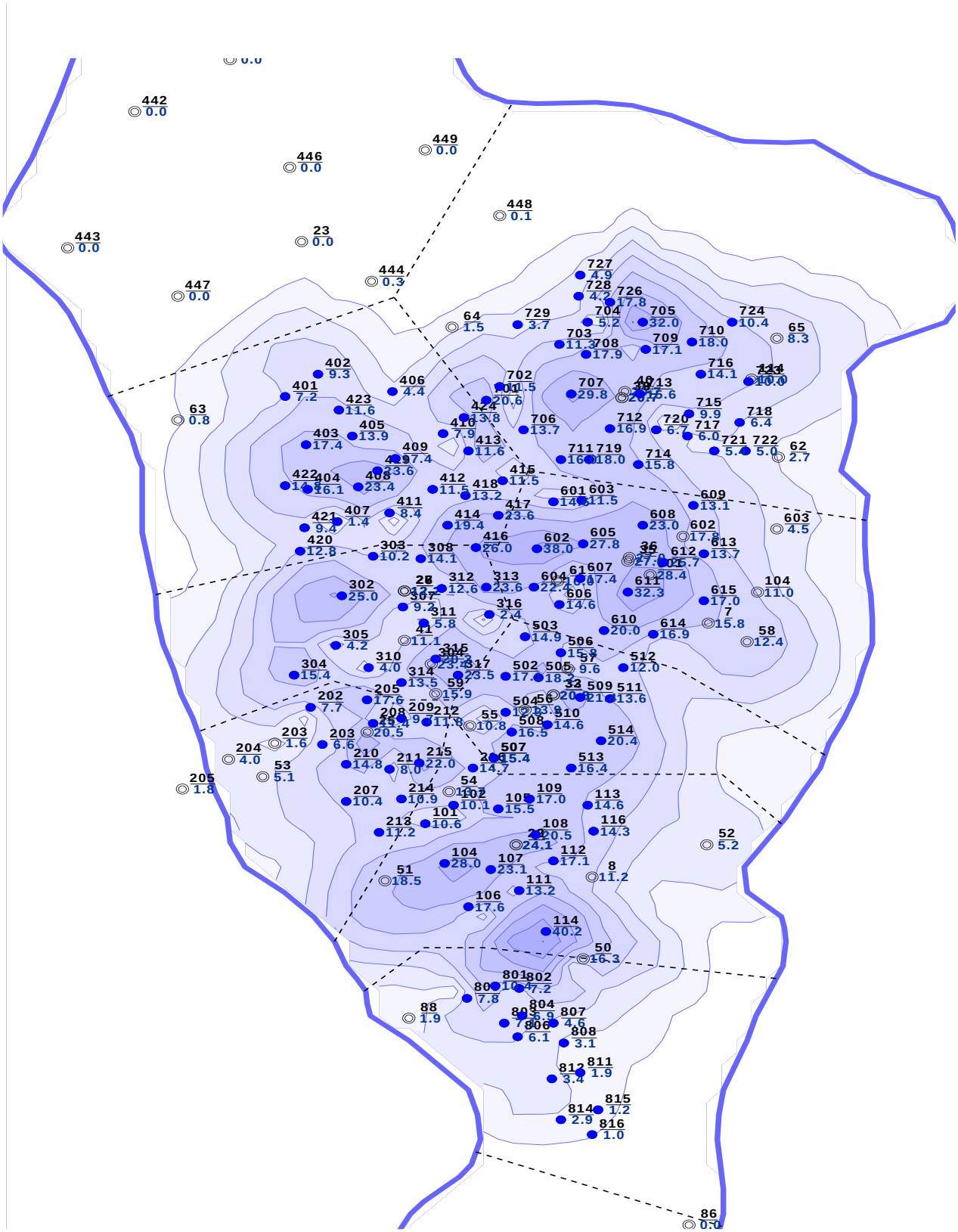


Рисунок 1.2.4 - Карта подъёма ГВК на 01.01.2006

Таким образом, проведенный анализ различных исследований, схем вскрытия, температурных режимов работы шлейфов позволяет выделить около 100 скв., в продукции которых пластовая вода установлена с большей степенью вероятности. За последний г. не подтвердились заключения о пластовой воде на 28 скв. Новые пластовые водопроявления установлены на 38 скважинах. Наиболее сложная обстановка с эксплуатацией скважин с пластовыми водопроявлениями сложилась на УКПГ – 7, 6, 1, 4 [15].

2.2 Режим работы скважин

Согласно «Правила разработки газовых, газоконденсатных месторождений» ежеквартально составлялись технологические режимы работы газовых скважин.

При выборе оптимальных отборов эксплуатационных скважин учитывались следующие факторы:

- вынос жидкости и механических примесей с забоев скв.;
- температурный режим работы скв. и шлейфов;
- темп продвижения ГВК ;
- депрессия на пласт:

- Сеноман max – 0,6 МПа;
- Неоком – 30% от Рпл;

Характерной особенностью разработки сеноманской залежи ЯГКМ, влияющей на технологический режим работы скв., является активное проявление упруговодонапорного режима, выражающееся в обводнении зоны размещения скв. Особенно остро эта проблема стоит в зонах размещения скв. УКПГ – 6, 7, где суточный объём добываемой жидкости достигает 200 $м^3$/сут.

Из-за резкого снижения пластового давления, в бездействующий фонд выбыло 6 скв. Куст 114, остановленный для подключения “старого фонда” скв. УППГ – 8, был в октябре 2002 г. запущен в эксплуатацию, за исключением скв. 1142, 1145. Скв 4184, 5115 введены в эксплуатацию после КРС, но в силу его низкой эффективности к концу г. снова выбыли в бездействие. После

капитального ремонта были выведены из бездействия и запущены в эксплуатацию 11 скв. Таким образом, в целом бездействующий фонд уменьшился на 10 скв., при этом в его составе появилось 6 новых скв.

Обводнение скв. ведёт к разрушению призабойной зоны пласта и выносу пластового песка. Пластовый песок в свою очередь негативно влияет на используемое оборудование засчет своих абразивных свойств, а так же способен закупорить пространство, образуя песчанные пробки, вследствии чего снижается производительность.

Использование известных методов, обеспечивающих уменьшение поступления песка в скв., таких как снижение дебитов, увеличение напорных скоростей флюида путем уменьшения диаметра НКТ, промывка песчаных пробок приводят к ухудшению экономических показателей добычи и являются неэффективными.

В настоящее время в качестве ведущих технологий борьбы с песком используются: механическое удержание песка и закрепление призабойной зоны химическими методами.

Наиболее надежным, простейшим и эффективным методом является механический метод задержания песка. Разработаны и применяются механические фильтрующие устройства (проволочные, керамические и другие фильтры), спускающиеся на трубах или образующиеся при забое путем намыва фильтрующих материалов (гравийно-песочные фильтры). Однако, по ряду причин, механические методы борьбы с выносом песка оказались не всегда эффективными. Поэтому в последнее время применяется искусственное закрепление трещин различными вяжущими веществами, в основном, полимерного типа.

Анализ опыта внедрения метода крепления призабойной зоны пласта с использованием фенолформальдегидных и сланцевых смол на Ямбургском месторождении показал, что это направление борьбы с пескопроявлением является ниболее перспективным.

В СеверНИПИгазе проведены лабораторные исследования по подбору

составов для крепления призабойной зоны пласта, подобраны наполнители для условий Ямбургского ГКМ.

Наряду с проблемой пескопроявления в эксплуатационных скважин так же стоит проблема осложнений связанных со скоплением в скважинах конденсационных, конденсирующихся непосредственно из газа из-за градиента температур, и подошвенных вод. Количество конденсационных вод зависит непосредственно от дебита газа в скважине, и его водонасыщенности. Количество подошвенных вод (минерализованных) зависит от положения газоводяного контакта, от заданной депресии, а так же непосредственно от конструкции самой скважины.

3 АНАЛИЗ РАБОТЫ ГАЗОСБОРНОЙ СЕТИ ВАЛАНЖИНСКОЙ ЗАЛЕЖИ ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

3.1 Система сбора газа Ямбургского месторождения

Система для сбора газа ЯГКМ включает в себя 8 УКПГ. УКПГ соединяются с 2-мя головными компрессорными станциями посредством системы межпромысловых коллекторов. Одна УКПГ может включать порядка 106 скважин объединенных в кусты, а так же шлейфы, оборудование для сепарации и осушки газа.

На работу систем сбора и транспортировки газа могут влиять ряд факторов:

1) технологические – конденсация жидкой фазы (воды) во время движения газа по скважинам и шлейфам непосредственно до УКПГ, происходящее вследствие изменения давления и температуры. Эта вода может как выноситься потоком газа, так и образовывать водные пробки, что способствует увеличению гидравлических потерь и ухудшению пропускных способностей [7].

2) конструктивные – протяженности шлейфов, их диаметры, а так же непосредственно профиль трассы.

На рисунке 2.1 изображено ЯГКМ с газовыми промыслами и кустами. Для удобства шлейфы на данном рисунке не изображены, кусты относящиеся к определенному газовому промыслу обозначены соответствующими цифрами. Так, например кусты 403,407 относятся к УКПГ - 4, и т.д.

Для сбора газа от скв. зоны до УКПГ на Ямбургском месторождении применяются различные схемы: коллекторная, лучевая, комбинированная с использованием труб Ду 200, Ду 250, Ду 300 и Ду 500 [4].

От кустов скважин по промысловым шлейфам газ поступает в пункт переключающей арматуры (ППА) на УКПГ, а затем проходит необходимую подготовку.

Параллельно шлейфам к каждому кусту скв. предусмотрена прокладка ингибиторопроводов Ду 50.

Более подробно систему сбора продукции рассмотрим на примере газового промысла №1.

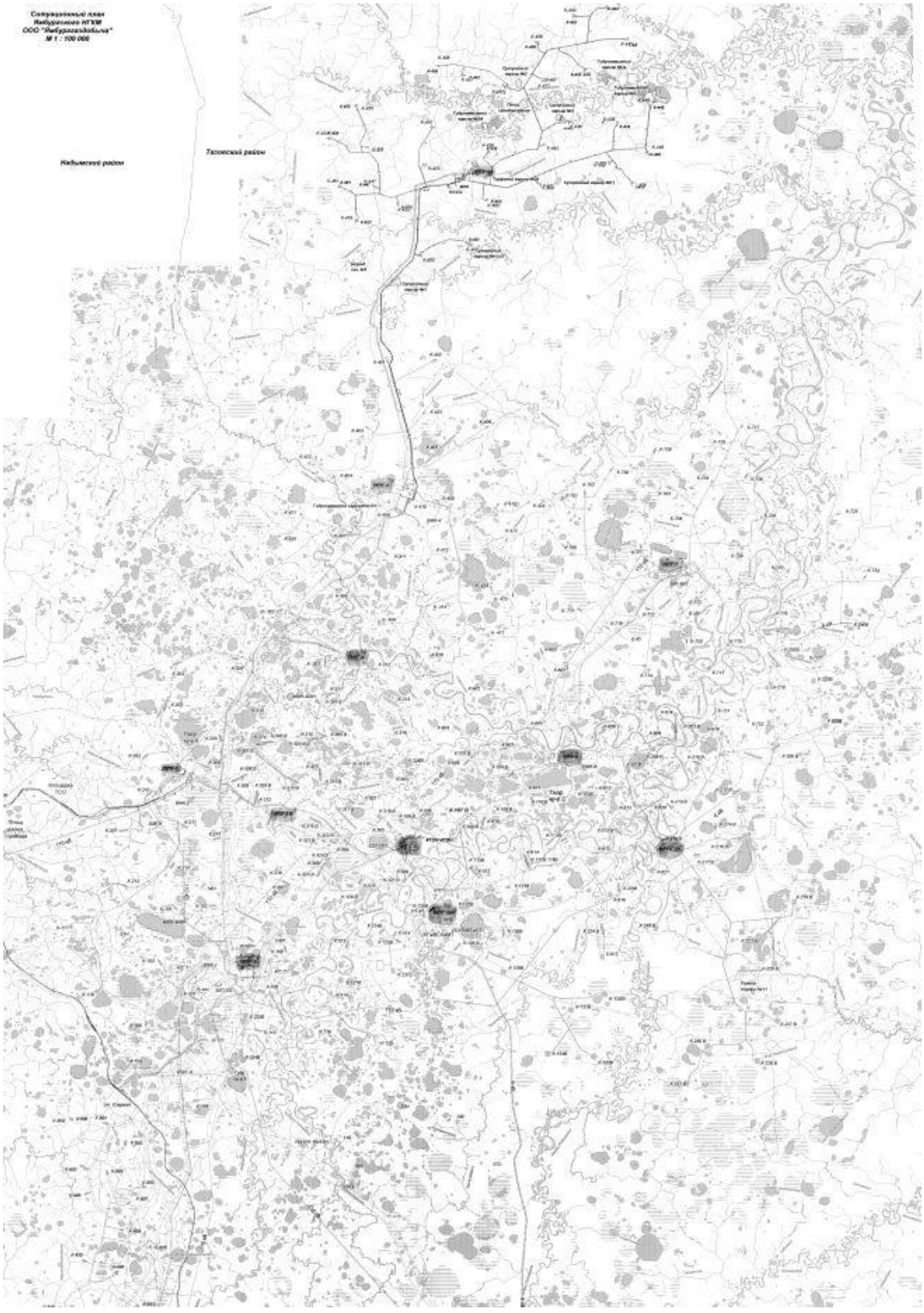


Рисунок 2.1 – Расположение газовых промыслов ЯГКМ

3.2 Система сбора продукции УКПГ - 1В

В настоящее время к УКПГ - 1В подключено 19 кустов с 65 эксплуатационными скв. Устья скв. оборудованы фонтанной арматурой АФК - 100 - 350ХЛ с колонной головкой без управляемой коренной задвижки. Статическое давление газа на устьях скв. 15 - 21 МПа, температура 20 - 38 °С. Транспорт газа от скв. до УКПГ осуществляется по газопроводам-шлейфам. Способ прокладки шлейфов - надземный, на низких опорах с теплоизоляцией из пенополиуретана и защитным покрытием из металлического листа. Схема сбора представлена на рисунке В.1 в приложении В. Метанолопроводы прокладываются параллельно шлейфам. Проектом предусмотрена система подачи газа от 1 - 3 кустов скв. в один шлейф. Подача метанола на устья скв. предусмотрена при выводе на режим скв. и шлейфов и при понижении температуры воздуха для предотвращения гидратообразования. На фонтанной арматуре газовых скв. устанавливаются местные приборы, контролирующие температуру и давление газа.

На УКПГ - 1В также подается пластовый газ, добываемый на УППГ - 2В, 3В.

Транспорт газожидкостной смеси от каждой УППГ - 2В, 3В до УКПГ - 1В осуществляется по двум газопроводам Ду 500. При транспорте газа по одному трубопроводу минимальная допустимая производительность должна составлять не менее 6 млн. $м^3$/сут для обеспечения скоростей, обеспечивающих вынос жидкости из пониженных участков. Транспорт газа по одному трубопроводу существенно снижает надежность газотранспортной системы, поэтому продолжительность периода должна быть минимальной.

3.3 Технологический процесс и технологические схемы с системой автоматизации

3.3.1 Общая характеристика производства [4]

Проектная производительность УКПГ - 1В составляет 21 млрд. $м^3$/г. газа. Из-за несоответствия технологической характеристики абсорбера А - 2 паспортным данным фактическая максимальная производительность УКПГ - 1В - 13,7 млрд. $м^3$/г. газа, в том числе 5,9 млрд. $м^3$/г. I очереди и 7 млрд. $м^3$/г. - II очереди. Отбор нестабильного газового конденсата при этом составит 1700 тыс. т/г. (730 по I-ой очереди и 970 по II-ой).

Промысловой обработке подлежит пластовый газ, поступающий от скв. УКПГ - 1В и по газопроводам-коллекторам от УППГ - 2В, 3В.

Промысловая система сбора газа для кустов скв. зоны УКПГ - 1В коллекторно-лучевая, из труб диаметром 219, 273, 325 мм. На 4 квартал 2005 г. в работе находилось 65 скв., сгруппированных в 19 кустов.

Среднее пластовое давление составляет 20 МПа, пластовая температура изменяется от 15 до 36 °С, средний рабочий дебет - 150 тыс. $м^3$/сут.

Для предотвращения гидратообразования предусматривается применение метанола, а также подача в абсорберы А - 1 водометанольного раствора (ВМР) с массовой концентрацией метанола 70 -80%.

Сокращение потерь метанола с нестабильным конденсатом достигается снижением его концентрации в водометанольном растворе (ВМР) в разделителях Р - 2, Р - 2р за счет подачи части ВМР более низкой концентрации, отводимого на регенерацию из абсорберов А - 1 (А - 1р).

Регенерация насыщенного ВМР с массовой концентрацией метанола 40 -65% проводится на установке регенерации метанола, входящей в состав первой очереди УКПГ - 1 В.

Товарной продукцией УКПГ - 1В являются:

- природный газ, соответствующий ОСТ 51. 40 - 93, подаваемый в межпромысловый коллектор с температурой минус 2 - 5 °С и давлением до 6,0 МПа;

- нестабильный газовый конденсат, соответствующий ТУ0575174 - 02 -88, подаваемый в магистральный конденсатопровод с температурой минус 4 - 5 °С и давлением до 7,5 МПа.

Используемые для подготовки газа реагенты:

- ингибитор гидратообразования - метанол;

- абсорбент углеводородов - охлажденный конденсат первой ступени сепарации.

На УКПГ - 1В установлены пульты операторов I-ой и II-ой очередей, с которых осуществляется дистанционное управление кранами с пневмоприводом и контроль за технологическими параметрами.

3.3.2 Пункт сепарации пластового газа

В пункте сепарации газа осуществляется отделение конденсата, воды и мех. примесей.

В пункте сепарации пластового газа размещено следующее оборудование:

- блок сепараторов С - 1;

- блок продувочного сепаратора С - 2.

Сырой пластовый газ от ППА и от пробкоуловителя (газа от УППГ - 2В) по коллекторам с давлением до 10,0 МПа и температурой 15 - 25 °С поступает через пневмокраны в сепараторы С - 1, в которых происходит отделение газа от конденсата, пластовой воды и механических примесей.

Из сепараторов С - 1 сырой газ, частично освобожденный от конденсата, пластовой воды и механических примесей, через пневмокраны поступает на установку подготовки газа и извлечения конденсата в абсорберы А - 1.

Газ из сепаратора С - 2 поступает в трубопровод подачи сырого газа из сепараторов С - 1 в абсорберы А - 1 [8].

При срабатывании на сепараторе С - 2 предохранительных клапанов газ сбрасывается на факел.

Технологическое оборудование пункта сепарации пластового газа укомплектовано:

- приборами местного контроля параметров давления газа, конденсата, воды, температуры газа, перепада давления на фильтрах конденсата.

- локальной автоматикой, выполняющей следующие операции:

а) регулирование уровня жидкости в сепараторах С - 1;

б) регулирование уровня жидкости в сепараторе С - 2.

3.3.3 Технологическая схема подготовки газа и извлечения конденсата

В абсорберах А - 1, состоящих из сепарационной, отдувочной и фильтрующей секций, производится отделение жидкости и механических примесей от газа и отдувка газом метанола из водометанольного раствора. В этом процессе метанол начинает испаряться, а газ охлаждаться, и в последствии конденсироваться. Этот процес предотвращает гидратообразование.

Для сокращения потерь метанола схемой предусматривается подача части ВМР, отбираемого с "полуглухой" тарелки А - 1, в разделители Р - 2 для разбавления водометанольной фазы, что снижает растворимость метанола в углеводородном конденсате. В низкотемпературных абсорберах углеводородов А - 2, состоящих из кубовой, абсорбционной и сепарационной секций производится извлечение углеводородов абсорбентом - охлажденным конденсатом из разделителей Р - 1. Система подготовки газа и конденсата представлена на рисунке 2.2 [4].

Для охлаждения газа применяются воздушные холодильники ВХ-1, турбодетандерные агрегаты ТДА - 1, работающие по схеме "компрессор - турбина". Для рекуперации холода газовых и конденсатных потоков используются кожухотрубчатые теплообменники Т - 1 (газ - газ), Т - 2 (газ - конденсат) и Т - 3 (конденсат - конденсат).

Теплообменники Т - 1 обвязаны параллельно по трубному и межтрубному пространству. Теплообменники Т - 2 и Т - 3 смонтированы попарно в 3-й группы теплообменников. Теплообменники Т - 2 и Т - 3 по межтрубному пространству обвязаны последовательно-параллельно [6].

Для предотвращения гидратообразования производится подача метанола через систему трубопроводов индивидуальной подачи в следующие точки:

- на вход газа в турбины турбодетандерных агрегатов ТДА - 1;
- на вход газа в воздушные холодильники ВХ-1;
- на вход газа в трубное пространство теплообменников Т - 1;
- на вход газа в трубное пространство теплообменников Т - 2;
- на вход конденсата в трубное пространство теплообменников Т - 3.

В низкотемпературных сепараторах С - 3 отделяется конденсат и ВМР, выделившиеся при охлаждении газа в воздушных холодильниках ВХ-1 и теплообменниках Т - 1 [9].

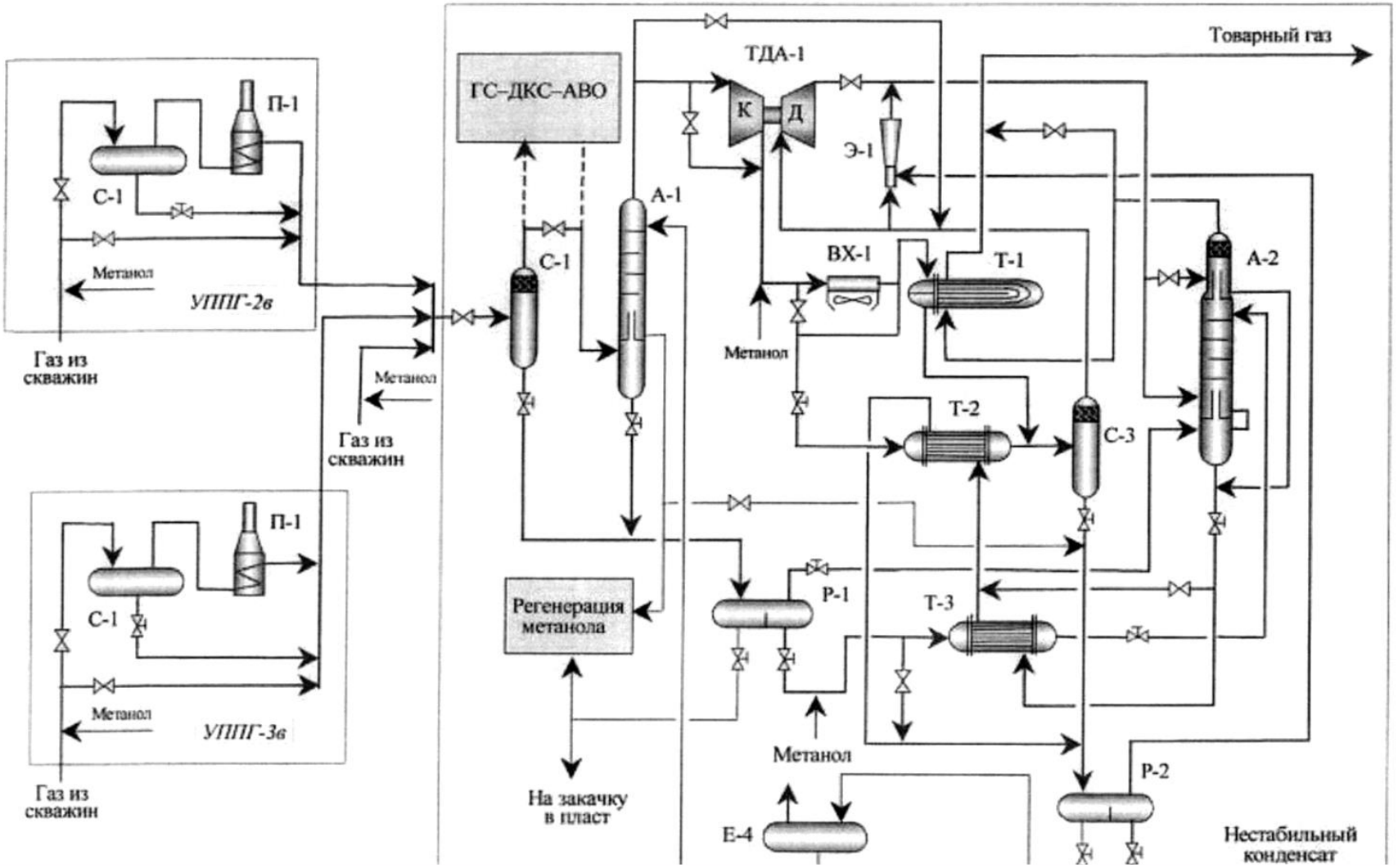


Рисунок 2.2– Принципиальая схема подготовки Валанжинского газа Ямбургского ГКМ

В разделителях Р - 1 разделяются конденсат и метанольная вода, выделившейся в сепараторах С - 1 и сепарационной секции абсорберов А - 1.

Сырой газ, с давлением до 10,0 МПа и температурой 15 - 25 °С, из пункта сепарации пластового газа по коллектору через входные пневмокраны поступает в абсорберы А - 1, в которых последовательно проходят секции

- сепарационную, где происходит отделение газа от конденсата и пластовой воды, которые через клапан-регулятор уровня, дроссельную шайбу поступают в разделители Р - 1;

- отдувочную, где происходит отдувка газом метанола из ВМР с концентрацией 70 - 80% масс, подаваемого на верхнюю тарелку секции насосами Н-10 из емкости Е-4 установки регенерации метанола;

- фильтрующую, где капельный ВМР, выносимый потоком газа, коагулируется на сетке фильтра, стекает в коллектор насыщенного ВМР в арматурный узел, после дроссельной шайбы, и поступает в разделители Р - 3.

С полуглухой тарелки отдувочной секции, ВМР с массовой концентрацией метанола 40 - 65%, через клапан-отсекатель, дроссельную шайбу, клапан-регулятор уровня далее по коллектору насыщенного ВМР поступает в разделители насыщенного ВМР Р - 3 установки регенерации метанола, а через регулятор расхода КРР - 6 - в коллектор подачи конденсата в разделители II-ой ступени Р - 2.

Газ из абсорберов А - 1 через диафрагмы, клапаны-регуляторы (штуцеры-регуляторы) расхода, выходной пневмокран поступает по коллектору на компрессоры турбодетандерных агрегатов ТДА - 1.

Газ после компрессоров ТДА - 1 поступает в воздушные холодильники ВХ-1, где охлаждается до температуры 4 - 18 °С.

В холодный период г. при давлении газа на входе в С - 1 > 8,7 МПа достижение температуры НТА минус 2 9 - 3 1 °С возможно без применения турбодетандерных агрегатов ТДА - 1 за счет дроссель-эффекта, получаемого на клапане-регуляторе давления КРД - 2, при этом газ проходит по байпасам компрессора и турбины ТДА.

Из воздушных холодильников ВХ - 1 газ поступает в трубное пространство обвязанных параллельно теплообменников Т - 1 (газ - газ) и Т - 2 (газ - конденсат), при этом количество газа, поступающего в Т - 2 регулируется клапаном-регулятором КРТ по температуре конденсата, направляемого в выветриватель В - 2 (в насосную конденсата).

В теплообменниках газ охлаждается поступающими в межтрубное пространство потоками:

- газа в Т - 1 - из абсорберов А - 2 с температурой минус 25-30 °С;
- конденсата в Т - 2 - из теплообменников Т - 3 или разделителей Р - 2 с температурой минус 15-11 °С.

Из теплообменников Т - 1 и Т - 2 охлажденный газ под давлением 8,5 - 10,5 МПа, с температурой 4 - 15 °С поступает в низкотемпературные сепараторы С - 3, где от газа отделяется жидкая фаза, которая через клапан-регулятор уровня поступает в трубопровод подачи конденсата в выветриватель В-2.

Из сепараторов С - 3 большая часть газа (80%) направляется в турбины ТДА - 1, где за счет расширения до давления 5,5 - 6,4 МПа, охлаждается до температуры минус 23 - 28 °С, и далее - в абсорберы углеводородов А - 2.

Остальной газ (20%) поступает в качестве активного в эжекторы ЭГ. Пассивным являются газы выветривания из разделителей Р - 2, выветривателя В-2 и емкостей.

В зимний период при работе I-ой очереди по дроссельной схеме, а II-ой - с включением ТДА, количество активного газа не регламентируется и поэтому эжекторы I очереди могут принять также газы выветривания из разделителей Р - 2р II очереди, обеспечивая более устойчивый режим работы ТДА II очереди.

Смесь газов с давлением 5,5 - 6,4 МПа направляется в общий коллектор входа в абсорберы А - 2.

Остаток потока газа после С - 3, не используемый в эжекторах, дросселируется, проходя клапаны-регуляторы КРД-2 и также поступает в абсорберы А - 2.

В абсорберах углеводородов А - 2 газ последовательно проходит секции:

- абсорбционную, в которую поступает на нижнюю тарелку. В абсорбционной секции происходит извлечение (абсорбция) из газа углеводородов C_{3+} охлажденным конденсатом из разделителей Р - 1, подаваемым на орошение на верхнюю тарелку;

- сепарационную, где происходит отделение газа от капельного конденсата, выносимого потоком газа.

Из абсорберов А - 2 осушенный газ под давлением до 6,0 МПа с температурой минус 25 - 30 °С через диафрагмы, клапанА - регуляторы (штуцерА - регуляторы) расхода, пневмокран поступает в межтрубное пространство теплообменника Т - 1.

Регулирование температуры товарного газа осуществляется клапаном-регулятором температуры КРТ - 3.

Из межтрубного пространства теплообменников Т - 1 газ с температурой минус 2 - 5 °С, через пневмокраны поступает на узел хозрасчетного замера, состоящий из трех параллельных ниток с замерными диафрагмами.

Хозрасчетный замер газа измеряется приборами по месту, на узле замера газа.

Из замерного узла товарный газ по коллектору Ду 1000 через клапан-регулятор давления КРД, обратный клапан, пневмокраны узла отключающих кранов (УОК) направляется в межпромысловый коллектор.

В разделителях Р - 1 происходит разделение конденсата от пластовой воды и метанола и дегазация жидкой фазы. Газ из разделителей Р - 1 через клапаны-регуляторы давления поз. КРД - 4 поступает в кубовую секцию абсорберов А - 2.

Водометанольный раствор из разделителей Р - 1 через клапан-отсекатель поступает на установку регенерации метанола.

Конденсат из разделителей Р - 1 через клапан-регулятор уровня КРУ направляется в трубное пространство теплообменников Т - 3, где охлаждается до температуры минус 22 - 25 °С конденсатом, поступающим в межтрубное пространство из кубовой части абсорберов А - 2, и направляется на орошение верхней тарелки абсорбционной секции абсорберов А - 2.

В абсорберах А - 2 конденсат с полуглухих тарелок абсорбционной и сепарационной секций поступает в кубовую секцию. Из кубовой секции абсорберов А - 2 конденсат через клапаны-регуляторы уровня подается в межтрубное пространство теплообменников Т - 3 (конденсат - конденсат), а затем Т - 2 (газ - конденсат), где газом, подаваемым в трубное пространство, регулируется температура конденсата поступающего из Т - 2 в выветриватель В-2.

После монтажа дополнительных трубопроводов конденсат после теплообменников Т - 3 подается на разгазирование в выветриватель В-2, разделители Р - 2 и емкости, а затем насосами Н-20 возвращается на нагрев в теплообменники Т - 2 и далее - на хозрасчетный замер и в магистральный конденсатопровод.

В летний период температурный режим процесса низкотемпературной абсорбции углеводородов обеспечивают турбодетандерные агрегаты ТДА - 1, работу которых поддерживает автономная агрегатная автоматика.

В выветривателе В-2 и разделителях 2 ступени Р - 2 производится снижение газонасыщенности конденсата, отделение от конденсата метанольной воды и подача конденсата насосами Н - 20 по конденсатопроводу на Уренгойское УПКТ.

Конденсат с установки подготовки газа поступает в выветриватель В-2, где дегазируется при давлении до 3,5 МПа и температуре минус 7 - 10 °С. Частично дегазированный конденсат из выветривателя В-2 направляется в

разделители Р - 2, где отделяется от метанольной воды и окончательно выветривается при давлении до 3,5 МПа и далее - в буферные емкости.

Газ выветривания из выветривателя В - 2 и разделителей Р - 2 поступает через клапаны-регуляторы давления поз. КРД - 1 на узел замера ГРР - 11а и далее направляется на эжекторы ЭГ-1 в качестве пассивного газа.

Схемой предусмотрена подача части конденсата из емкостей Е-101 на установку получения моторных топлив [1].

Из вышеизложенного можно говорить о том, что месторождение переходит в режим падающих отборов, и как следствие, возникает необходимость в оптимизации затрат технологических процессов, в том числе технологических процессов подготовки скважинной продукции, что в итоге отразится на затратах. С этой целью в работе предлагается проанализировать работу абсорбера и разработать рекомендации по усовершенствованию его работы.

3.4 Работа многофункционального аппарата ГП811.05.01.000

3.4.1 Функциональное назначение и конструкция МФА [6]

Каждый из абсорберов осушки газа, применяемых на Ямбургском месторождении УКПГ - 1В, представляет собой многофункциональный вертикальный аппарат (МФА) диаметром 2000 мм, в корпусе которого осуществляется очистка сырого газа от механических примесей и капельной жидкости, осушка газа жидким абсорбентом, фильтрация газа от абсорбента с целью уменьшения безвозвратных потерь.

Абсорберы включают в себя три секции: входную сепарационную (предварительной очистки газа), контактно-сепарационную (осушки) и выходную сепарационную (улавливания абсорбента).

На промысле используются аппараты МФА - ГП811.05.01.000 номинальной производительностью 10 млн. $м^3$ при рабочем давлении 10 МПа, принципиально не отличающиеся от аппаратов ГП 778 сеноманских УКПГ.

Входная сепарационная секция состоит из отбойника грубой очистки у штуцера входа и расположенного над ним кольцевого сетчатого отбойника капельной жидкости [11].

Массообменная (контактно-сепарационная) секция включает пять ступеней контакта, четыре из которых представляют собой тарелки с контактно-сепарационными элементами ГПР 340. 00. 000, пятая сепарационная.

Массообменная секция отделена от входной сепарационной секции полуглухой тарелкой.

Секция окончательной очистки газа состоит из тарелки с фильтр-патронами и тарелками с сепарационными элементами ГПР 340. 00. 000 над ней.

3.4.2 Факторы, влияющие на работу многофункциональных аппаратов

Основное назначение любого вида технологического оборудования обеспечение проектных показателей подготовки продукции. Для абсорберов

осушки газа это температура "точки росы", унос абсорбента и обеспечение оптимальной производительности для конкретного давления [6].

Фактор продолжительности межремонтного цикла эксплуатации был определён опытом работы абсорберов осушки газа на Ямбургском месторождении и должен составлять 1,5 - 2 г.

Факторы, влияющие на качество работы абсорберов осушки:

- линейная скорость газа в аппарате, которая зависит от его диаметра и непосредственно давления газа;

- количество и концентрация метанола, подаваемого в абсорбер;

- загрязнённость метанола мехпримесями.

Каждый из перечисленных факторов определённым образом влияет на показатели работы абсорбера осушки, обеспечивая в целом надёжную его

работу или снижая отдельные показатели назначения в процессе эксплуатации, особенно в период падающего пластового давления.

а) влияние линейной скорости газа;

Линейная скорость газа в абсорбере влияет на качество работы каждой из секций. При расчётной скорости газа, не превышающей критическую, каждая из секций обеспечивает проектные величины уноса жидкости из нижних секций в верхние, температуру "точки росы" и соответствующие потери метанола.

При скорости газа ниже расчётной, как правило, не происходит ухудшение работы секций и абсорбера в целом, а показатель продолжительности работы существенно улучшается.

При превышении расчётной (критической) скорости газа (для каждой из секций она рассчитывается отдельно) нарушается их работа, наблюдаются повышенные уносы жидкости, прорыв газа через гидрозатворы, потери метанола, возможно снижение температуры "точки росы" и наработки на отказ.

Поэтому в условиях падающего пластового давления выполнены необходимые расчёты, прогнозирующие работу каждой из секций и позволяющие выдать обоснование рекомендаций по эффективной эксплуатации.

б) влияние количества и концентрации подаваемого метанола;

Количество и концентрация подаваемого в абсорбер метанола влияет на величину температуры "точки росы", а также на величину уноса метанола из массообменной секции в верхнюю секцию окончательной очистки газа.

При снижении пластового давления влагосодержание природного газа увеличивается. Одновременно уменьшается количество газа, поступающего в оборудование на обработку.

Расчётами уточнено необходимое количество и концентрация регенерированного метанола подающегося в абсорбер на осушку, которые

обеспечивают подготовку газа в соответствии с ОСТ 51. 40 - 93. Это количество и концентрация метанола не превышает проектных величин.

в) влияние загрязнённости метанола;

Источниками загрязнения метанола является газ, поступающий в абсорбер из скв., а также метанол, поступающий из установки регенерации. В газе содержатся мехпримеси, выносимые из скв. (песок), жидкие углеводороды, а также продукты коррозии и эрозии трубопроводов.

Чем больше мехпримесей поступает с газом в абсорбер, тем больше их может поступать в фильтрующую секцию. В эту секцию за счёт уноса с верхней тарелки поступают мехпримеси и тяжёлые углеводороды с метанолом из установки регенерации [10].

При отсутствии очистки метанола, при интенсивном выносе песка из скв. и при большой загрузке аппарата по газу надёжность работы абсорбера может резко снизиться.

3.4.3 Результаты опытных работ по модернизации МФА - ГП811. 05. 01. 000 УКПГ - 1В [10]

Аппараты предназначены для осушки газа диэтиленгликолем и в качестве таковых эксплуатировались до 1997 г., когда технология УКПГ - 1В была модифицирована. Появилась возможность использования аппаратов для оттувки метанола из концентрированного раствора низкотемпературных ступеней в паровую фазу.

Опыт эксплуатации абсорберов на ДЭГ отличался от опыта работы аппаратов МФА сеноманских УКПГ тем, что сброс эффективной производительности от 10 до 7 - 7,5 млн. $м^3$/сут (при которой унос превышал нормативные 5 $мг/м^3$) происходил не через 5 - 6 месяцев после смены фильтр - патронов, а через 2 - 3 месяца.

В 1991 – 1992 гг. фирмой ИНТЕНСЕП проведена модернизация аппаратов А - 1 номер 1 и 3. Модернизация заключалась в ликвидации

выходной центробежной сепарационной тарелки фильтрационной секции аппарата, вместо которой была установлена тарелка с десятью мультикассетными сепарационными насадками МКН - 400. 200. 6. Фильтр - патроны из аппаратов были демонтированы. Промышленные испытания показали, что в данной конструкции и при отсутствии фильтров обеспечивается номинальная производительность аппаратов при нормативном уносе ДЭГ.

После перевода УКПГ - 1В на однореагентную технологию, когда вместо ДЭГ в аппараты А - 1 стали подавать на отдувку водометанольный раствор в количествах более чем в два раза меньших, чем было с ДЭГ, возникли новые обоснованные претензии к эффективности аппаратов.

Согласно выполненным ВНИИГАЗом термодинамическим расчётам в противоточном аппарате, реализующем классическую схему движения внутренних потоков газа и жидкости, а таковым в представлении ЦКБН и является МФА, даже при массообменной эффективности аппарата соответствующей одной теоретической тарелке, концентрация метанола выводимого из аппарата должна быть близка к нулю. Практически концентрация на аппарате понижается на 10 - 15%. Это обстоятельство, наряду с результатами опытных работ, полученные при испытаниях в 1996 – 1997 гг. фильтр - материалов, послужило основанием для предложения технических решений по вторичной модернизации первого и третьего аппаратов.

Вторичная модернизация абсорберов А - 1 номер 1 и 3 заключается в следующем (рисунок 2.3):

1) в аппаратах должны быть восстановлены проектные тарелки фильтр - патронов;

2) выходную тарелку насадок МКН демонтировать;

3) насадки МКН в увеличенном до 13 штук количестве смонтировать на новой тарелке, вместо последней сепарационной тарелки массообменной секции аппарата;

4) подачу метанола организовать на последнюю (четвёртую) массообменную тарелку;

5) слив метанола с тарелки МКН выполнить на предпоследнюю (третью) массообменную тарелку;

6) на тарелке номер четыре с целью снижения её гидравлического сопротивления и снижения скоростей газа в контактных центробежных элементах организовать байпасный поток за счёт ликвидации завихрителей у каждого четвёртого центробежного элемента;

7) кроме того все внутренние полости аппаратов тщательно зачистить от мехпримесей и провести необходимые ремонтные работы по уплотнению тарелок.

Тарелка фильтр - патронов должна быть восстановлена по той причине, что в связи с использованием метанола вместо ДЭГ, вероятность забивания фильтров продуктами деградации реагента значительно снизилась, кроме того предприятие не располагает какими-либо иными сепарационными элементами кроме фильтр - патронов.

Мероприятия по пунктам 2-6 должны быть осуществлены с целью организации рециркуляции метанола между третьей массообменной тарелкой и тарелкой МКН в надежде улучшить контакт метанола с газом и увеличить отдувку.

Проведённые совершенствования аппаратов показали, должны дать следующие результаты:

- ликвидирован механический унос метанола из первого и третьего аппаратов, который ранее при производительности 9 - 9,5 млн. $м^3$/сут составлял 100 – 130 $мг/м^3$;

- понижена концентрация отдуваемого метанола в аппарате номер 1 на 15 - 20%;

- концентрация метанола в аппарате номер 3 практически не изменилась. Таким образом, байпасный внутренний поток оценочно в

количестве около 40% в обоих аппаратах не ухудшил отдувку, а в аппарате номер 1 возможно способствовал её улучшению.

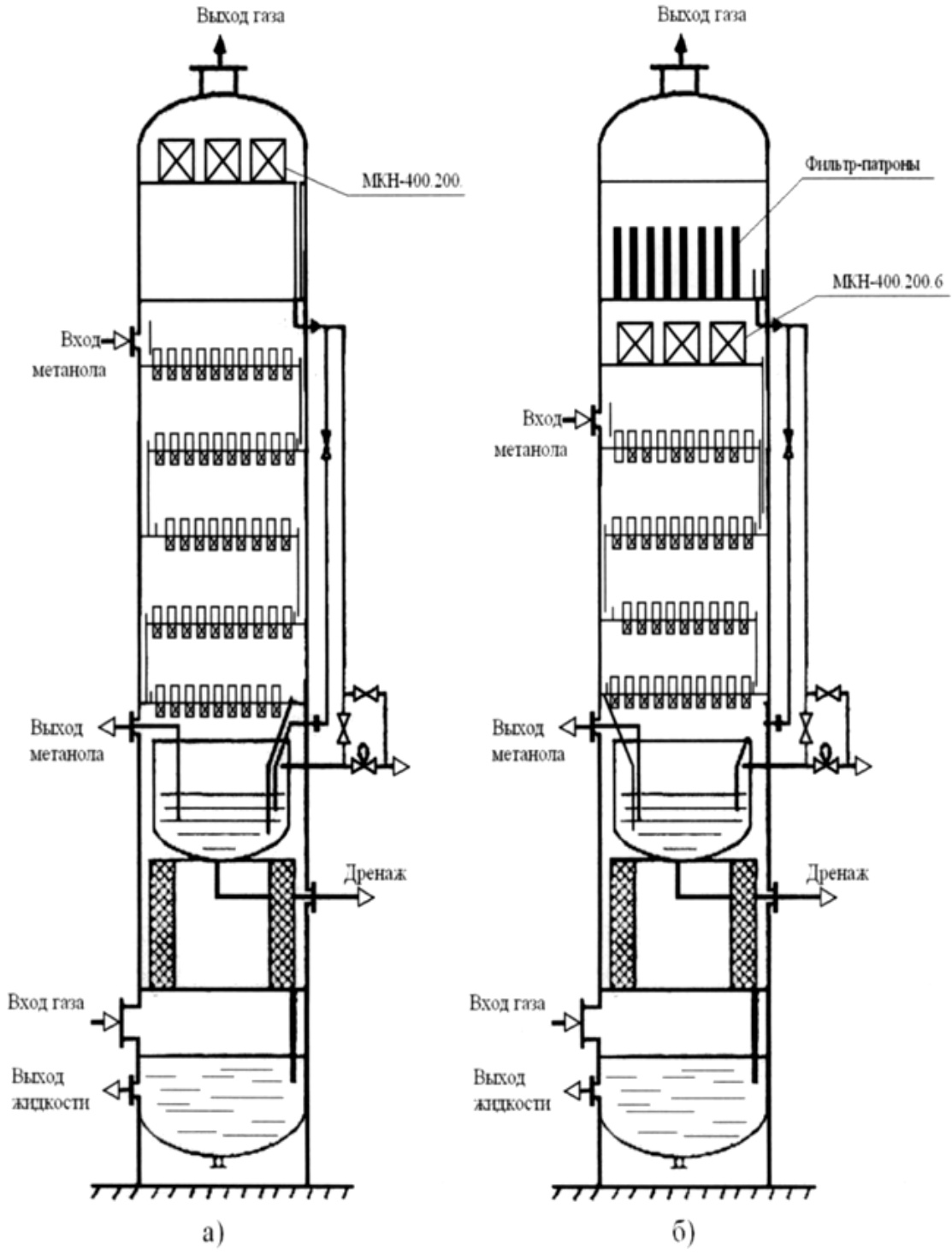
Таким образом, на данном этапе решения поставленной задачи - улучшения отдувки метанола в аппаратах А - 1 валанжинских УКПГ Ямбурга следует констатировать недостаточность информации по работе как аппарата номер два в проектной компоновке, так и модернизации аппаратов, что затрудняет принятие окончательных технических решений поставленной задачи. В связи с вводом в эксплуатацию второй очереди 1В, где используются ещё четыре абсорбера аналогичных А - 1, целесообразно было провести дополнительные специальные исследования на абсорберах 1В прежде чем принимать окончательные технические решения по модернизации всех семи аппаратов ГП811. 05. 01. 000. Такие испытания позволили получить достоверную информацию о работе внутренних узлов аппаратов и уточнить объём их последующей модернизации, поскольку как показал опыт, вопреки рекомендациям ЦКБН, в проектном виде аппараты не соответствуют их новому назначению.

Эффективность и целесообразность байпасного потока газа [12]. Под байпасным потоком, когда речь идёт о массообменном процессе, понимают часть газового потока, которая перепускается без контакта с жидкостью вовне аппарата (внешний байпас) или внутри аппарата через специальное устройства препятствующие контакту газа с жидкостью (внутренний байпас).

В случае реализации классической схемы противоточного массообменного аппарата, байпасный поток безусловно снижает эффективность массопередачи. Очевидно также, что в классическом случае внешний байпас в большей степени скажется на ухудшении массопередачи, чем внутренний, если он не реализован в виде отдельного газопровода внутри аппарата.

Байпасный поток может быть технологически полезен в том случае, когда необходимо снизить гидравлическое сопротивление аппарата. Другой причиной целесообразности байпасного потока является невозможность по

какой-либо причине обеспечить равномерное по сечению данного конкретного аппарата распределение и контакт жидкости с газом или имеет место чрезмерно большие межтарельчатые уносы жидкости.



а) до модернизации б)после модернизации

Рисунок 2.3 - Схема модернизации абсорбера А - 1

Как было показано выше, аппараты МФА уже в силу низкой сепарационной эффективности тарелок массообменной секции, не могут рассматриваться как аппараты реализующее классическую расчётную схему.

Способ реализации внутреннего байпасного потока, заключается в ликвидации завихрителей у некоторого расчётного количества элементов на каждой тарелке массообменной секции аппарата. Суть способа заключается в том, что при ликвидации вихря внутри этих элементов, во-первых они перестанут засасывать жидкость и во вторых уменьшение их сопротивления в 4,6 раза увеличит их производительность. Таким образом снизится нагрузка по газу на оставшиеся с завихрителями элементы, соответственно уменьшится и унос жидкости с тарелки.

Из вышесказанного следует, что применительно к аппаратам МФА байпасный поток является технологическим средством воздействия с одной стороны на сепарационную эффективность тарелок и с другой может использоваться, как средство регулирования в поисках оптимального для данных тарелок соотношения газа и жидкости.

При использовании внутреннего байпасного потока имеются две тенденции:

- повышение степени противоточности способствует улучшению отдувки метанола;

- уменьшение доли контактирующего с метанолом на каждой тарелке газа способствует ухудшению отдувки.

Интегральный эффект этих тенденций в настоящее время установить расчётно не возможно в связи с отсутствием соответствующей методики, алгоритма и программы расчёта и требуется прямой эксперимент.

Цели программы.

На основании имеющихся, но совершенно недостаточных качественного анализа, данных следует предполагать, что причины неудовлетворительной отдувки метанола в А - 1 следующие:

- недостаточное для центробежных тарелок орошение метанолом;

- относительно малое количество метанола, попадающего в противоточную часть аппарата;

- высокая степень насыщения парами метанола газа, поступающего в А - 1. Целью программы является обоснование технологических и технических решений и объёмов работ по модернизации абсорберов А - 1 УКПГ - 1В первой и второй очередей для решения задач:

- повышение степени отдувочной регенерации метанола и снижения его потерь;

- повышение надёжности работы холодильного оборудования;

- увеличение межремонтного ресурса работы оборудования и снижения затрат на обслуживание аппаратов.

Для получения качественных данных и проверки рабочих гипотез предлагаем:

1) во время плановой остановки 1В провести подготовительные работы;

2) оборудовать все линии слива жидкости в глухие тарелки абсорберов задвижками ЗКС - 40;

3) оборудовать линии выхода жидкости с тарелки ФП пробоотборными вентилями для сравнения концентраций метанола в верхней и нижней частях колонны;

4) в А - 1 № 3 оборудовать канал байпасного потока ликвидировав завихрители на каждом пятом элементе всех массообменных тарелок.

В целях уменьшения себестоимости продукции, а также экономии затрат необходимо провести модернизацию абсорбера. Данная операция позволит уменьшить расход метанола потребляемый на осушку природного газа.

3.5 Технологический расчет модернизированного-ГП811.05.01.000 УКПГ-1В на разных стадиях разработки [7]

Исходные данные

Объёмная производительность по газу: $Q_{ном} = 7,5*10^6$ м^3/сут;

Давление рабочее: P = 7,5 МПа;

Температура рабочая: t = 293 К;

Точка росы осушенного газа: $t_р$ = 248 К при t = 20 °С, $t_р$ = 263 К при t = 40°С;

Молярный состав газа: CH_4 = 91,23%, C_2H_6 = 4,31%, C_3H_8 = 1,52%, iC_4H_{10} = 0,3%, nC_4H_{10} = 0,35%, iC_5H_{12} = 0,24%, nC_5H_{12} = 0,22%, C_{6+} = 1,4%, CO_2 = 0,19%, N_2 = 0,24%;

Плотность газа: $\rho_г = 65,42$ кг/м^3;

Плотность метанола: $\rho_м$ = 792 кг/м ;

Поверхностное натяжение воды: $\sigma_ж = 72*10^{-3}$ Н/м;

Поверхностное натяжение метанола: $\sigma_м = 23*10^{-3}$ Н/м;

Количество жидкости, поступающей с газом: $Q_{ж} = 3,5$ м^3/ч;

Массовая доля регенерированного метанола: X_1 = 0,80;

Массовая доля насыщенного метанола: X_2 = 0,55.

Определение числа теоретических тарелок:

Для расчёта числа теоретических тарелок аппарата строим равновесную линию водяного пара и раствора метанола и рабочую линию абсорбции.

Построение равновесной и рабочей линии для температуры контакта t = 20 °С. Равновесную линию строим по данным таблицы 2.1.

Таблица 2.1 - Влагосодержание метанола и газа

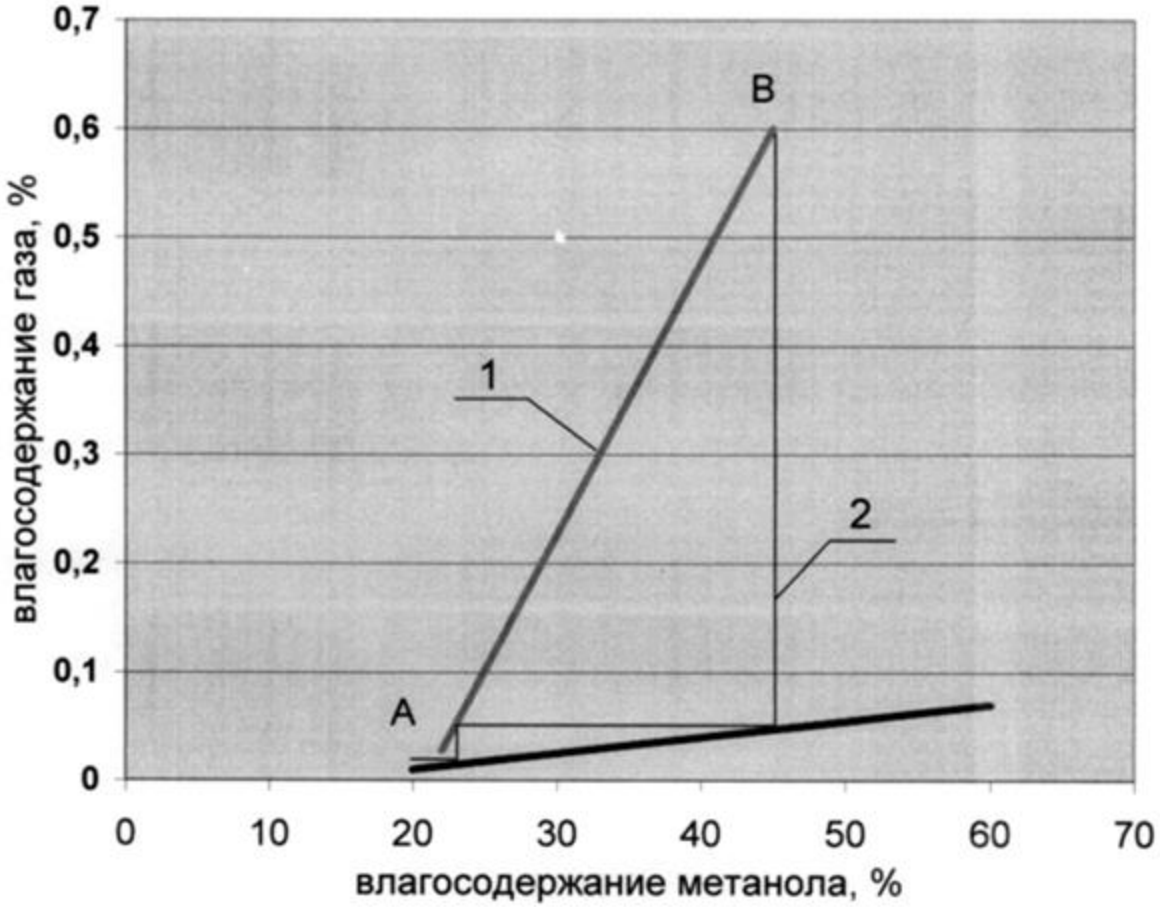
Влагосодержание метанола, %	20	30	40	50	60
Точка росы, °С	-29	-22	-18	-14	-11
Влагосодержание газа, г/м^3	0,01	0,025	0,04	0,055	0,07

На рисунке 6 рабочая линия - АВ. Точка А соответствует конечной точке осушки газа. Концентрация метанола в точке А - 80%, т.е. влагосодержание метанола - 20%.

Точка В соответствует начальной точке осушки. Концентрация метанола в точке В - 55%, т.е. влагосодержание метанола - 45%.

В точке А влагосодержание газа равно 0,028 г/м^3, что соответствует точке росы минус 20 °С. В точке В влагосодержание газа равно 0,6 г/м^3, что соответствует температуре 20 °С.

Построением ломанной ступенчатой линии между равновесной и рабочей линиями получаем теоретическое число ступеней контакта равным 1,7.



1 – рабочая линия; 2 – равновесная линия

Рисунок 2.1 – Построение равновесной и рабочей линий при t = 20 °С

КПД контактно-сепарационных тарелок в силу многих обстоятельств принимаем 0,45. Число рабочих тарелок:

$$n_T = 1,7/0,45 = 3,8, \quad (2.1)$$

Для МФА модернизированного после 1992 г. примем число рабочих тарелок 5 шт.

Расчёт количества метанола

Расчёт количества регенерированного метанола проведён для следующих параметров газа:

- температура контакта t = 20 °С,

- точка росы минус 20 °С, давление -7,5 МПа.

Влагосодержание газа при t = 20 °С:

$$W_1 = (A_1/P) + B_1 \quad (2.2)$$

$W_1 = 17{,}87/75 + 0{,}112 = 0{,}35$ г/м^3.

Влагосодержание газа при t = -20 °С:

$$W_2 = (A_2/P) + B_2 \quad (2.3)$$

$W_2 = 0{,}96/75 + 0{,}0134 = 0{,}0262$ г/м^3.

Количество влаги, поглощаемое при осушке:

$$G_B = \frac{1{,}1 * Q_{ном} * (W_1 - W_2)}{24 * 10^3}, \quad (2.4)$$

$$G_B = \frac{1{,}1 * 7{,}5 * 10^6 * (0{,}35 - 0{,}0262)}{24 * 10^3} = 111{,}4 \text{ кг/ч}.$$

Необходимое количество метанола:

$$Q_{\text{рмет}} = \frac{G_D * x_2}{(x_1 - x_2) * \rho_{\text{æ}}} \quad (2.5)$$

$$Q_{\text{рмет}} = \frac{111{,}4 * 55}{(80 - 55) * 792} = 0{,}31 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

При температуре осушаемого газа 20 °С для достижения точки росы минус 20 °С при Р = 7,5 МПа необходимо 0,31 м^3/ч метанола.

Расчёт массообменной секции (элементы ГПР 340. 00. 000):

Диаметр аппарата: принято D = 2 м.

Количество контактно-сепарационных элементов, размещённых на тарелке: принято (конструктивно) $n_{к\text{-}с}$ = 221 шт.

Внутренний диаметр элемента: принято $d_{к\text{-}с}$ = 0,06 м. Площадь сечения элемента:

$$F_{к\text{-}с} = 0{,}785 * d^2_{к\text{-}с}, \quad (2.6)$$

$$F_{к\text{-}с} = 0{,}785\text{-}0{,}06^2 = 0{,}00283 \text{ м}^2.$$

Фактор скорости в контактных элементах:

- номинальный - $\Phi_{ном}$ = 24,3;
- максимальный - $\Phi_{мах}$ = 24,3 * 1,1 = 26,7;
- минимальный – Φ_{min} = 12.

Скорость газа в контактных элементах:

$$W_{\text{ном}} = \frac{\Phi_{\text{ном}}}{\rho_{\text{г}}^{0,5}}, \quad (2.7)$$

$$W_{\text{ном}} = \frac{24,3}{65,42^{0,5}} = 3,00 \text{ м/с},$$

$$W_{max} = \frac{26,7}{65,42^{0,5}} = 3,30 \text{ м/с},$$

$$W_{min} = \frac{12}{65,42^{0,5}} = 1,48 \text{ м/с}.$$

Объёмная производительность секции:

$$Q_{max} = W_{max} * n_{к\text{-}с} * F_{г\text{-}с} * 86400 * \frac{T_0 * P_p}{T_0 * P_p * z}, \quad (2.8)$$

$$Q_{max} = \frac{3,3 * 221 * 0,00283 * 86400 * 273 * 7,5}{293 * 0,1013 * 0,84} = 14644479,8 \text{ м}^3/\text{сут},$$

$$Q_{min} = W_{min} * n_{к\text{-}с} * F_{г\text{-}с} * 86400 * \frac{T_0 * P_p}{T_0 * P_p * z}, \quad (2.9)$$

$$Q_{min} = \frac{1,48 * 221 * 0,00283 * 86400 * 273 * 9,5}{293 * 0,1013 * 0,82} = 6567827,32 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Объём газа приведён к условиям: P = 0,1013 МПа и t = 0 °С.

Расчёт выходной сепарационной секции (МКН-400.200.6.). Критическая скорость газа в сепарационном элементе

$$W_{KP} = T_s * C * \sqrt[4]{\frac{g^2 * \sigma_M}{\rho_г^2}}, \quad (2.10)$$

где T_s = 12 - коэффициент структурных изменений газожидкостного потока;

С - коэффициент увеличения скорости,

$$W_{KP} = 12 * 1,317 * \sqrt[4]{\frac{9,8^2 * 0,0203}{65,42^2}} = 2,31 \text{ м/с},$$

$$C = (y/y_э)^{0,14}, \quad (2.11)$$

где $y = 0,4...0,6$;

$y_э$ - эффективная величина уноса,

$$y_э = f\left(10 * \sqrt[4]{\frac{\sigma}{\rho_г}}\right) = 0,07, \quad (2.12)$$

$C = (0,5/0,07)^{0,14} = 1,317.$

Поверхностное натяжение регенерированного ВМР при рабочем давлении

$$\sigma_д = [(\sigma^0_м + 1) - P^{0,65}] * 1,02 * 10^{-2}, \quad (2.13)$$

$\sigma_д = [(23 + 1) - 7,5^{0,65}] * 1,02 * 10^{-2} = 0,0203$ Н/м.

Количество элементов на тарелке принято $n_c = 221$ шт.

Максимальная производительность выходной сепарационной секции:

$$Q^{//}_{max} = W_{кр} * n_c * f_c * 86400 * \frac{T_0 * P_p}{T_0 * P_p * z}, \quad (2.14)$$

$$Q^{//}_{max} = \frac{2,31*221*0,00283*86400*273*7,5}{293*0,1013*0,84} = 10251135,9 \text{ м}^3/\text{сут},$$

Гидравлическое сопротивление сепарационной тарелки:

$$\Delta P_{вых} = \zeta_1 * \frac{W_{д.вых}^2 * \rho_г}{2 * g}, \quad (2.15)$$

$$\Delta P_{вых} = 9 * \frac{2{,}25^2 * 65{,}42}{2 * 9{,}8} = 152 \text{ мм вод.ст.} = 0{,}00152 \text{ МПа.}$$

где ζ_1 = 9 - коэффициент гидравлического сопротивления выходной сепарационной секции;

$$W_{двых} = \frac{q_{max}}{f_c * n_c}, \quad (2.16)$$

$$W_{двых} = \frac{1{,}4}{0{,}00283 * 221} = 2{,}25 \text{ м/с}$$

Расчёт входной сепарационной секции (вертикальная кольцевая сетчатая насадка).

Скорость набегания газа на вертикальную кольцевую сетку:

$$W_{кр} = A * C_f * C_e * K * [g^2 * \sigma_ж * (\rho_ж - \rho_г)/\rho_г]^{1/4}, \quad (2.17)$$

$W_{кр}$ = 1,5*0,85*1,407*0,51*[$9{,}8^2$*68*10^{-4}*(1000 - 65,42)/$65{,}42^2$]$^{1/4}$ = 0,99 м/с.

Коэффициент увеличения скорости для вертикальной кольцевой насадки: A = 1,5.

Коэффициент, учитывающий сжатость объёма:

$$C_f = f * (h/b) \quad (2.18)$$

C_f = 0,85.

Расстояние от сетки до ограничивающей поверхности: принято h = 0,1 м.

Высота насадки: принято b = 0,75 м.

Коэффициент, учитывающий влияние начального содержания жидкости:

$$c_e = \frac{1,75}{e_0^{0,107}}, \quad (2.19)$$

$$c_e = \frac{1,75}{7,63^{0,107}} = 1,407.$$

Начальное содержание жидкости:

$$e_0 = \frac{24*Q_ж*10^6}{1,1*10*10^6}, \quad (2.20)$$

$$e_0 = \frac{24*3,5*10^6}{1,1*10*10^6} = 7,63 \text{ см}^3/\text{м}^3.$$

Коэффициент устойчивости режимов течения от давления: к = 0,51,

Расчётная площадь вертикальной кольцевой насадки:

$$F_{кв}^1 = \frac{q_{сек}}{W_{кр}}, \quad (2.21)$$

$$F_{кв}^1 = \frac{1,4}{0,99} = 1,41 \text{ м}^2.$$

Расчётная высота насадки:

$$b_p = \frac{F_{кв}^1}{\pi*D_{ср}}, \quad (2.22)$$

$$b_p = \frac{1,41}{3,14*1,36} = 0,33 \text{ м}.$$

$b_p < b,$

0,33 < 0,75.

Средний диаметр насадки: принято $D_{ср}$ = 1,36 м.

Действительная поверхность набегания кольцевой вертикальной насадки:

$$F_{K.B} = \pi * D_{ср} * b, \quad (2.23)$$

$F_{K.B}$ = 3,14 * 1,36 * 0,75 = 3,2 м^2.

Максимальная пропускная способность секции:

$$Q_{max} = W_{кр} * F_{кв} * 86400 * \frac{T_0 * P_p}{T_p * P_0 * z}, \quad (2.24)$$

$$Q_{max} = 0,99 * 3,2 * 86400 * \frac{273*7,5}{293*0,1013*0,84} = 11239227,9 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Расчёт глухой тарелки

Диаметр эллиптического днища: принято $D_{гл}$ = 1,4 м.

Площадь сечения колонны:

$$F_K = 0,785 * D^2, \quad (2.25)$$

F_K = 0,785 * 2^2= 3,14 м^2.

Площадь для прохода газа:

$$F_г = F_K - 0{,}785 * D^2_{гл}, \quad (2.26)$$

$$F_г = 3{,}14 - 0{,}785 * 1{,}4^2 = 1{,}6 \text{ м}^2.$$

Скорость газа в сечении:

$$W^г_{гл} = \frac{q_{сек}}{F_г}, \quad (2.27)$$

$$W^г_{гл} = \frac{1{,}51}{1{,}6} = 0{,}945 \text{ м/с}.$$

Действительное время пребывания жидкости на глухой тарелке:

$$\tau = \frac{Н_{ном}}{W_ж * 60}, \quad (2.28)$$

$$\tau = \frac{0{,}4}{0{,}00135 * 60} = 4{,}95 \text{ мин}.$$

Регулируемый уровень жидкости на тарелке: принято $Н_{ном} = 0{,}4$ м.

Скорость движения жидкости в эллиптическом днище:

$$W_ж = \frac{Q_{мет}}{3600 * 0{,}785 * D^2_{гл}}, \quad (2.29)$$

$$W_ж = \frac{7{,}45}{3600 * 0{,}785 * 1{,}4^2} = 0{,}00135 \text{ м/с}.$$

Допустимое время пребывания жидкости на глухой тарелке:

$[\tau] = 3$;

$\tau > [\tau]$;

4,95 >3.

Проверка переливного устройства

Действительная величина стрелки слива: принято $h_{сл} = 0{,}125$ м.

Действительная величина стрелки приёмного кармана: $h_{пр} = 0{,}185$ м.

Расстояние между сливной и приёмной планками в сливном устройстве:

$$y = h_{пр} - h_{сл}, \quad (2.30)$$

$y = 0{,}185 - 0{,}125 = 0{,}06$.

$y > 0{,}04$; $0{,}06 > 0{,}04$.

Расчёт гидравлического сопротивления контактных тарелок.

Перепад давления на тарелке:

$$\Delta P = \Delta P_{сух} = \xi_к * W_{max}^2 * \frac{\rho_г}{2*g}, \quad (2.31)$$

$$\Delta P = \Delta P_{сух} = 8 * 2{,}414^2 * \frac{65{,}42}{2*9{,}8} = 155 \text{ мм. вод.ст.} = 0{,}00155 \text{ МПа}.$$

Коэффициент сопротивления контактной тарелки: $\xi_к = 8$.

Действительная скорость газа в контактно-сепарационных элементах:

$$W_{к-с} = \frac{q_{сек}}{F_{к-с} * n_{к-с}}, \quad (2.32)$$

$$W_{к-с} = \frac{1,51}{0,00283 * 221} = 2,414 \text{ м/с}.$$

Высота регулируемой сливной планки:

- максимальная: $h_{nmax} = 0,08$ м = 80 мм,
- минимальная: $h_{nmin} = 0,05$ м = 50 мм.

Подпор жидкости над сливной планкой:

$$\Delta h = 3,1 * L_v^{2/3}, \quad (2.33)$$

$$\Delta h = 3,1 * 8,19^{2/3} = 12,6 \text{ мм}.$$

$$\Delta h < H_1 - h_{nmax}; \quad 12,6 < 160-80.$$

Высота части элемента, находящейся над тарелкой: принято $H_1 = 0,16$м = 160мм [3].

Высота слоя светлой жидкости на тарелке:

$$H_ж = h_{nmin} + \Delta h \quad (2.34)$$

$$H_ж = 50 + 12,6 = 0,0626 \text{ м} = 62,6 \text{ мм}.$$

Максимальная нагрузка на единицу длины слива

$L_у = Q_{мет}/d_1$, (2.35)

$L_у = 7,45/0,91 = 8,19 м^3/(м*ч)$.

Действительная длина хорды: $d_1 = 0,91$ м.

Проверка расстояния между контактными тарелками

Высота слоя светлой жидкости в переливе:

$h_ж = h_{nmin} + \Delta h + (\Delta P/\rho^1) + (\Delta P/\rho^1)$, (2.36)

$h_ж = 50 + 12,6 + (0,266/0,792) + (0,36/0,792) = 0,199$ м = 199 мм.

Сопротивление движению жидкости в переливе

$$\Delta P_{ж.п.} = К_4 * \left[\frac{L_y}{3600*O}\right]^2 \quad (2.37)$$

$$\Delta P_{ж.п.} = 250 * \left[\frac{8,25}{3600*0,06}\right]^2 = 0,36 \text{ мм вод.ст.} = 0,0000036 \text{ МПа}.$$

Коэффициент: $К_4 = 250$.

Высота вспененной жидкости в переливе:

$h_{пв} = h_ж / \rho_п^1$, (2.38)

$h_{пв} = 0,199/0,55 = 0,361$ м = 361 мм.

Плотность вспененной жидкости: $\rho_п^1 = 0,55$ кг/м .

Условие нормальной работы переливного устройства:

$h_{пв} = H_T + h_{nmin}$,

$361 < 700 + 50$.

Расстояние между тарелками: принято $H_т = 0,7$ м = 700 мм.

Проверка высоты кубовой части аппарата.

Скорость движения жидкости

$$W^1_ж = \frac{Q_ж}{3600*0,785*D^2}, \quad (2.39)$$

$$W^1_ж = \frac{3,5}{3600*0,785*4} = 0,0003 \text{ м/с}.$$

Высота слоя жидкости: h = 0,3 м.

Время пребывания жидкости в кубовой части аппарата:

$$\tau = h/(W^1 * 60), \quad (2.40)$$

$\tau = 0,3 / (0,0003*60) = 16,15$ мин.

Допустимое время пребывания жидкости в кубовой части аппарата: $[\tau]$ = 180 с = 3 мин.

Необходимое условие: $\tau > [\tau]; 16,15 > 3$.

Общее гидравлическое сопротивление аппарата Гидравлическое сопротивление контактных тарелок:

$$\Delta P_к = n_т * \Delta P, \quad (2.41)$$

$\Delta P_к = 5 * 155,6 = 778$ мм вод.ст. = 0,00778МПа

Гидравлическое сопротивление глухой тарелки:

$$\Delta P_{гл} = \xi_{гл} * W_{г}^{гл2} * \frac{\rho_{г}}{2*g}, \quad (2.42)$$

$$\Delta P = 0,5 * 0,945^2 * \frac{65,42}{2*9,8} = 0,00002058 \text{ МПа}.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления глухой тарелки: $\xi_{гл}$= 0,5. Гидравлическое сопротивление вертикальной концевой насадки:

$$\Delta P_{кв} = \xi_{кв} * W_{кв}^{2} * \frac{\rho_{г}}{2*g}, \quad (2.43)$$

$$\Delta P = 50 * 0,472^2 * \frac{65,42}{2*9,8} = 0,00051 \text{ МПа}.$$

Действительная скорость газа в вертикальной кольцевой насадке:

$$W_{к.в} = \frac{q_{сек}}{F_{к.в}}, \quad (2.44)$$

$$W_{к.в} = \frac{1,51}{3,2} = 0,472 \text{ м/с}.$$

Площадь поперечного сечения вертикальной концевой насадки по внутреннему диаметру: $F_{к.в}$ = 3,2 м^2

Коэффициент гидравлического сопротивления вертикальной кольцевой насадки: $\xi_{кв}$ = 50.

Скорость газа в штуцерах входа и выхода

$$W_{\text{шт}} = \frac{q_{\text{сек}}}{0{,}785 * d_{\text{шт}}^2}, \quad (2.45)$$

$$W_{\text{шт}} = \frac{1{,}51}{0{,}785 * 0{,}16} = 12{,}049 \text{ м/с.}$$

Диаметр штуцеров входа и выхода газа: принято $\boldsymbol{d_{шт}} = 0{,}4$ м.

Коэффициент гидравлического сопротивления в штуцерах:

$$\xi\text{шт} = \xi\text{вх} + \xi\text{вых}, \quad (2.46)$$

$$\xi\text{шт} = 1 + 0{,}5 = 1{,}5$$

Гидравлическое сопротивление в штуцерах:

$$\Delta P_{\text{шт}} = \xi_{\text{шт}} * W_{\text{шт}}^2 * \frac{\rho_{\text{г}}}{2 * g}, \quad (2.47)$$

Полное гидравлическое сопротивление аппарата:

$$\Delta P_{\text{а}} = \alpha * (\Delta P_{\text{К}} + \Delta P_{\text{ВЫХ}} + \Delta P_{\text{ГЛ}} + \Delta P_{\text{КВ}} + \Delta P_{\text{ШП}}) \text{ МПа}, \quad (2.48)$$

$$\Delta P_{\text{а}} = 1{,}1 * (778 + 285{,}5 + 2{,}1 + 51 + 1003{,}8) = 0{,}0233 \text{ МПа.}$$

Коэффициент неучтённых потерь: принято $\alpha = 1{,}1$.

Расчёт сливной трубы с выходной сепарационной тарелки и гидрозатвора

Количество жидкости, стекающей с верхней сепарационной тарелки:

$$q_{ж} = Q_{мет} * \frac{20}{3600*100}, \quad (2.49)$$

$$q_{ж} = 0{,}31 * \frac{20}{3600*100} = 0{,}000172 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Необходимая площадь сливной трубы:

$$F_{сп} = \frac{q_{ж}}{[W_{ж}]}, \quad (2.50)$$

$$F_{сп} = \frac{0{,}0004143}{0{,}25} = 0{,}001657 \text{ м}^2.$$

Допустимая скорость слива жидкости: $[W_{ж}] = 0{,}25$ м/с.

Диаметр сливной трубы:

$$d_{сп} = (F_{сл}/0{,}785)^{0{,}5}, \quad (2.51)$$

$$d_{сп} = (0{,}001657/0{,}785)^{0{,}5} = 0{,}0459 \text{ м}.$$

Принята труба 76 х 4.

Столб жидкости в сливной трубе, необходимой для предотвращения проскока газа:

$$h_{гз} = К_{п} * (\Delta P_{сеп}/\rho_{м}), \quad (2.52)$$

$$h_{гз} = 2 * (253{,}4/792) = 0{,}639 \text{ м}.$$

Коэффициент пульсации: $К_п = 2$.

Необходимая высота сливного стакана:

$$h_{ст} = d_{сл}^2 * \frac{h_{гз}}{d_{ст}^2 - d_{ст}^2}, \quad (2.53)$$

$$h_{ст} = 0{,}0459^2 * \frac{0{,}639}{0{,}1^2 - 0{,}459^2} = 0{,}1712 \text{ м}.$$

Диаметр приёмного стакана: принято $d_{СТ} = 0{,}1$ м.

Необходимое условие нормальной работы:

$$H_{СТ} - d_1 > h_{СТ}, \quad (2.54)$$

0,4 - 0,05 > 0,1712; 0,35 > 0,1712.

Высота приёмного стакана: принято $H_{СТ} = 0{,}4$ м.

Недовод сливной трубы до дна приёмного стакана: принято $d_1 = 0{,}05$ м.

Произведем расчет МФА-ГП 811. 05. 01. 000 после модернизации 1997 г., в ходе которой в аппаратах были восстановлены проектные тарелки фильтр-патронов, выходная тарелка насадок МКН была демонтирована и установлена вместо последней сепарационной тарелки массообменной секции аппарата; на тарелке номер четыре были ликвидированы завихрители у каждого четвёртого центробежного элемента [8].

Расчет фильтр патронов выходной секции. Количество фильтрующих патронов: принято (конструктивно) $n_ф = 121$ шт. Свободное сечение между фильтрующими патронами:

$$F_{СВ} = 0{,}785 * (D^2 - n_ф * d^2), \quad (2.55)$$

$F_{СВ}$ = 0,785* (2^2 - 121 * $0,105^2$) = 2,09 $м^2$.

Наружный диаметр фильтрующего патрона: принято $d_ф$ = 0,105 м.

Скорость в свободном сечении аппарата на верхнем срезе фильтрующих патронов:

$$W_{св} = \frac{q_{сек}}{F_{св}}, \quad (2.56)$$

$$W_{св} = \frac{1,51}{2,09} = 0,72 \text{ м/с}.$$

Объёмная секундная производительность:

$$q_{сек} = 1,1 * Q_{ном} * \frac{T*Z*P_0}{86400*T_0*Z_0*P}, \quad (2.57)$$

$$q_{сек} = 1,1 * 10 * 10^6 * \frac{293*0,82*0,1013}{86400*273*1*9,5} = 1,215 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Коэффициент:

$$К_{св} = W_{св} * \frac{(\rho_г)^{1/2}}{[g^2*\sigma_м*(\rho_м-\rho_г)]^{1/4}},$$

(2.58)

$$К_{св} = 0,82 * \frac{(65,42)^{1/2}}{[9,8^2*8,45*10^4*(792-65,42)]^{1/4}} = 2,5.$$

Коэффициент:

$$К'_{св} = К_{св}/К_{св.б}, \quad (2.59)$$

$К'_{св}$ = 2,5/1,8 = 1,38.

Коэффициент: $К_{св.б}$ = f(Р) = 1,8.

Коэффициент: $К'_{ф}$ = f($К'_{св}$) = 0,98.

Коэффициент

$$К_{ф} = К'_{ф} * К_{ф.б}, \quad (2.60)$$

$К_{ф}$ = 0,98 * 0,07 = 0,069.

Коэффициент: $К_{ф.б}$ = f(Р) = 0,07.

Скорость фильтрации:

$$W_{св} = К_{св} * \left[\frac{g^2 * \sigma_м * (\rho_м - \rho_г)}{(\rho_г)^2}\right]^{1/4}, \quad (2.61)$$

$$W_{св} = 0{,}069 * \left[\frac{9{,}8^2 * 8{,}45 * 10^{-4} * (792 - 90{,}35)}{(90{,}35)^2}\right]^{1/4} = 0{,}02 \text{ м/с}$$

Максимальная пропускная способность фильтрующей секции:

$$Q_{max} = W_{ф} * F_{ф} * 86400 * \frac{T_0 * P_р}{T_р * P_0 * z}, \quad (2.62)$$

$$Q_{max} = 0{,}02 * 41{,}8 * 86400 * \frac{273 * 7{,}5}{293 * 0{,}1013 * 0{,}84} = 9510679{,}345 \text{ м}^3\text{/сут.}$$

Действительная площадь фильтрации:

$$F_ф = n_ф * f_ф, \quad (2.63)$$

$F_ф = 121 * 0{,}35 = 41{,}8$ м^2.

Площадь набегания газа на фильтрующий патрон:

$$f_ф = \pi * d_ф * l_ф, \quad (2.64)$$

$f_ф = 3{,}14 * 0{,}105 * 1{,}05 = 0{,}35$ м^2.

Длина фильтрующих патронов: $l_ф = 1{,}05$ м. Объём газа приведён к условиям:

$P = 0{,}1013$ МПа и $t = 0$ °С.

Гидравлическое сопротивление коагулирующего фильтра:

$$\Delta P_ф = \xi_ф * W_ф^2 * \frac{\rho_г}{2*g}, \quad (2.65)$$

$$\Delta P_ф = 20 * 3{,}25^2 * \frac{65{,}42}{2*9{,}8} = 0{,}00974 \text{ МПа}.$$

Действительная скорость газа в коагулирующем элементе:

$$W^1{}_ф = \frac{q_{сек}}{F_{кф}*n_ф}, \quad (2.66)$$

$$W^1{}_ф = \frac{1{,}51}{0{,}00385*121} = 3{,}25 \text{ м/с}.$$

Площадь поперечного сечения коагулирующего элемента по внутреннему диаметру:

$$F_{к.ф} = 0,785 * d^2_{вн.ф}, \quad (2.67)$$

$$F_{к.ф} = 0,785 * 0,07^2 = 0,00385 \text{ м}^2.$$

Внутренний диаметр коагулирующего элемента: $d_{вн.ф} = 0,07$ м.

Расчёт выходной сепарационной секции (МКН - 400. 200. 6.)

Количество элементов на тарелке принято $n_c = 13$ шт.

Максимальная производительность выходной сепарационной секции

$$Q^{//}_{max} = W_{kp} * f_c * n_c * 86400 * \frac{T_0 * P_p}{T_p * P_0 * z}, \quad (2.68)$$

$$Q^{//}_{max} = 1,8 * 221 * 0,00283 * 86400 * \frac{273*7,5}{293*0,1013*0,82} = 10150502,52$$

м^3/сут.

Гидравлическое сопротивление сепарационной тарелки:

$$ДР_{вых} = \zeta_1 * \frac{W^2_{д.вых} * c_г}{2*g}, \quad (2.69)$$

$$ДР_{вых} = 9 * \frac{2,04^2 * 65,42}{2*9,8} = 169,2 \text{ мм вод.ст.} = 0,00169 \text{ МПа}.$$

где ζ = 9 - коэффициент гидравлического сопротивления выходной сепарационной секции;

$$W_{\text{д.вых}} = \frac{q_{max}}{f_c * n_c}, \quad (2.70)$$

$$W_{\text{д.вых}} = \frac{1,51}{0,00283 * 13} = 2,04 \text{ м/с}.$$

Расчет гидравлического сопротивления контактных тарелок со снятыми завихрителями на четвертой массообменной тарелке:

$$\Delta P_к = n_т * \Delta P, \quad (2.71)$$

$\Delta P_к = (3 + 0,75) * 211 = 791,3$ мм вод.ст . = 0,00791 МПа.

Полное гидравлическое сопротивление аппарата:

$$\Delta P_а = \alpha * (\Delta P_К + \Delta P_{мкН} + \Delta P_ф + \Delta P_{ГЛ} + \Delta P_{КВ} + \Delta P_{ШП}) \text{ МПа}, \quad (2.72)$$

$\Delta P_а = 1,1 * (0,0079+0,001691 +0,00974+0,00002+0,00051+0,0104) = 0,0331$ МПа

Коэффициент неучтённых потерь: принято α = 1,1.

Проведенные расчеты показали изменение гидравлического сопротивления аппарата, необходимое количество регенерированного метанола и изменение объемной производительности модернизированных секций.

В массообменной секции за счет уменьшения числа рабочих тарелок и организации на последней тарелке байпасного потока газа гидравлическое сопротивление изменилось с 0,01105 до 0,00791 МПа. В выходной секции, хотя и увеличилось число насадок МКН, из-за восстановления проектной тарелки фильтр-патронов сопротивление стало составлять 0,01143 МПа. Следовательно, увеличилось полное гидравлическое сопротивление на 0,0098 МПа. Максимальная пропускная способность выходной фильтрационной секции изменилась за счет увеличения числа мультикассетных насадок с 10 до 13. А

установка ФП уменьшила общую производительность. Но благодаря этому ликвидирован механический унос метанола из аппаратов, который ранее при производительности 7,5 - 8 млн. $м^3$/сут составлял 100 - 130 мг/$м^3$ и понижена концентрация отдуваемого метанола на 15 - 20%;

Основные показатели работы МФА приведены в таблице 2.2. Также в таблице представлены результаты расчета по поздней стадии разработки.

Анализируя работу МФА, можно сказать о стабильном режиме работы всего аппарата только на ранней стадии разработки. Об этом свидетельствует выполнение всех необходимых условий нормальной работы различных ступеней и секций МФА.

Анализ работы МФА на поздней стадии разработки показал, что при падении давления работа аппарата значительно ухудшается. Это связанно с не выполнением необходимых условий нормальной работы различных ступений и секций МФА.

По сепарационной секции не выполняется условие для расчетной высоты насадки. Расчетная высота насадки значительно увеличивается и не удовлетворяет условиям нормальной работы аппарата.

Таблица 2.2 - Основные показатели работы МФА

Показатель	P = 7,5 МПа, t = 20 °C	P = 5 МПа, t = 20 °C	P = 3,5 МПа, t = 20 °C
Количество регенерированного метанола, $м^3$/ч	0,31	0,44	0,63
Максимальная пропускная способность входной сепарационной секции, млн. $м^3$/сут	11,0813	7,7652	5,6451
Объёмная производительность массообменной секции, млн. $м^3$/сут	11,4982	8,7678	6,4063

Продолжение таблицы 2.2

Максимальная пропускная способность фильтрующей секции, млн. м^3/сут	9,5106	4,1890	3,9427
Допустимое время пребывания жидкости на глухой тарелке, мин.	4,95	3,67	2,76
Полное гидравлическое сопротивление аппарата, МПа	0,0331	0,09335	0,20844

Также с падением давления не выполняется условие нормальной работы переливного устройства. Это характеризуется увеличением перепада давления на тарелке и увеличением сопротивления жидкости в переливе, что приводит к увеличению высоты вспененной жидкости в переливе. Не выполнение этих условий приводит к захлебыванию, что может привести к увеличению уноса метанола.

Рассчитанное количество метанола, которое нужно подавать в аппарат для обеспечения требуемой отдувки газа несколько меньше нормы технологического режима, но учитывая возможное колебание концентрации метанола, расхождение расчетного количества абсорбента с нормируемым по установке находится в допустимых пределах.

В результате модернизации будут установлены фильтр-патроны, тарелка с МКН, демонтирована верхняя тарелка фильтрационной секции. На последней массообменной тарелке будут убраны 50 завихрителей у центробежных элементов с целью организации байпасного потока. Эффективность отдувки метанола составит 70...85%.

Экономический эффект от данного мероприятия ожидается за счет уменьшения уноса метанола с газом (средние уносы метанола газом до модернизации составило 100 мг/м^3, после модернизации - 10 мг/м^3) [12].

Экономия метанола за сутки работы абсорбера составит:

$$\Delta V_{сут} = \Delta V_{мет} * Q_г, \quad (2.73)$$

где $\Delta V_{мет}$ – экономия потребляемого метанола на 1 $м^3$ газа;

$Q_г$ – объем газа, который необходимо осушить;

$\Delta V_{сут} = 90 * 10^{-6} * 7,5 * 10^6 = 675$ кг/сут.

Тогда за 1 г. работы модернизированного абсорбера экономия метанола будет равна:

$$\Delta V_{год} = \Delta V_{сут} * 365, \quad (2.74)$$

$\Delta V_{год} = 0,675 * 365 = 246,375$ т/г.

В целом анализ полученных данных о работе аппарата на разных стадиях разработки свидетельствует о необходимости ввода очереди ДКС после первой ступени сепарации. Такое решение позволит избежать в будущем проблем в работе аппарата вызванных низким входным давлением, таких как: снижение объёмной производительности всех трёх секций, увеличение суммарного гидравлического сопротивления аппарата, неудовлетворительная работа переливного устройства и как следствие захлёбывание аппарата и повышение уноса абсорбента.

Так же очевидно, что увеличение давления посредством ДКС приведёт к увеличению плотности газа, тем самым уменьшив скорость потока, что в свою очередь уменьшит гидравлические потери в аппарате и возможный унос абсорбента. Увеличение давления также уменьшит влагосодержание газа, увеличив количество капельной жидкости, извлекаемой в сепарационной секции, и уменьшит нагрузку на массообменную секцию. При этом уменьшиться количество потребного абсорбента.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Сальников Максим Анатольевич

Школа	**Природных ресурсов**	**Отделение школы (НОЦ)**	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	**Направление/специальность**	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально−технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	*Стоимости ресурсов приняты в соответствии с ценами ООО «Газпром добыча Ямбург».*
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	*Отчисление во внебюджетные фонды 30%. Налог на прибыль 20%.*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала модернизации адсорбера НТИ	*Выполнение SWOT−анализа проекта*
2. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	*Расчет экономической эффективности модернизации абсорбера на УКПГ - 1В ООО "Газпром добыча Ямбург"*
Перечень графического материала*(с точным указанием обязательных чертежей):*	
1. Матрица SWOT	

Датавыдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Сальников Максим Анатольевич		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

ВВЕДЕНИЕ

Одно из основных направлений деятельности любого нефтегазодобывающего предприятия, в настоящее время − сокращение себестоимости продукции скважин, в частности, в технологических процессах подготовки газа. На ЯГКМ этого можно достичь путем модернизации абсорбера на УКПГ - 1В ООО "Газпром добыча Ямбург".

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований.

4.1 Предпроектный анализ

4.1.1 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

При ведении собственного производства необходим систематический анализ конкурирующих разработок во избежание потери занимаемой ниши рынка. Периодический анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности позволяет оценить эффективность научной разработки по сравнению с конкурирующими предприятиями. Из наиболее влияющих предприятий−конкурентов в области добычи газа: ПАО «Сургутнефтегаз», ООО «НГК Итера».

В табл. 1 приведена оценочная карта, включающая конкурентные технические решения в области.

Таблица 1 − Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	**Вес критерия**	**Баллы**			**Конкурентоспособность**		
		$Б_ф$	$Б_{к1}$	$Б_{к2}$	$К_ф$	$К_{к1}$	$К_{к2}$
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Количество выхода продукта	0,16	5	5	3	0,8	0,8	0,48
2. Качество продукта	0,18	5	4	4	0,9	0,72	0,72
3. Энергоемкость процессов	0,15	4	3	3	0,6	0,45	0,45
4. Надежность	0,18	4	4	3	0,72	0,72	0,54
5. Безопасность	0,18	4	4	4	0,72	0,72	0,72
6. Габариты	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
7. Простота эксплуатации	0,1	4	4	4	0,4	0,4	0,4
Экономические критерии оценки эффективности							
7. Цена	0,07	5	4	4	0,35	0,28	0,28
8. Конкурентоспособность продукта	0,04	5	4	2	0,2	0,16	0,08
9. Уровень проникновения на рынок	0,04	5	4	2	0,2	0,16	0,08
10. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	5	4	3	0,3	0,24	0,18
11. Срок выхода на рынок	0,05	5	5	3	0,25	0,25	0,15
12. Финансирование научной разработки	0,05	5	4	2	0,25	0,2	0,1
Итого	**1**				5,94	5,3	4,38

$Б_ф$ – продукт проведенной исследовательской работы;

$Б_{к1}$ – ПАО «Сургутнефтегаз»;

$Б_{к2}$ – ООО «НГК Итера».

В ходе анализа конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения выявлено, что разработка является конкурентоспособной как по техническим критериям, так и с экономической точки зрения.

4.1.2 SWOT−анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно−исследовательского проекта.

Результаты первого этапа SWOT−анализа представлены в табл. 2.

Таблица 2 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно−исследовательского проекта: 1. Систематическое повышение уровня квалификации. 2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области. 3. Наличие постоянных поставщиков (Зап.Сибирь и Сахалин). 4. Высокое качество продукции, соответствующее мировым стандартам. 5. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов.	**Слабые стороны научно−исследовательского проекта:** 1. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов. 2. Устаревшее оборудование. 3. Высокая степень износа оборудования. 4. Повышение цен у поставщиков. 5. Высокий уровень ценна выпускаемую продукцию.

Продолжение таблицы 2

Возможности: 1. Малое количество посредников. 2. Небольшое количество конкурентов на территории Южно-Восточной Азии. 3. Высокое качество поставляемых ресурсов.	**Сильные стороны и возможности:** 1. Эффективное использование ресурсов производства. 2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков (пользоваться услугами постоянных поставщиков). 3. Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта товара за счет высокого качества продукции.	**Слабые стороны и возможности:** 1. Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для сотрудников. 2. Наработка и укрепление конкурентных преимуществ продукта. 3. Модернизация оборудования. 4. Внедрение технологии 5. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений
Угрозы: 1. Увеличение уровня налогов. 2. Повышение требований к качеству продукций. 3.Несвоевременные поставки сырья и оборудования.	**Сильные стороны и угрозы:** 1. Применение оптимальной налоговой политики. 2. Внедрение менеджмента качества. 3. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.	**Слабые стороны и угрозы:** 1. Повышение цен на выпускаемую продукцию. 2. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.

4.2 Расчет экономической эффективности модернизации абсорбера на УКПГ - 1В ООО "Газпром добыча Ямбург"

В результате модернизации были установлены фильтр-патроны, тарелка с МКН, демонтирована верхняя тарелка фильтрационной секции. На последней массообменной тарелке были убраны 50 завихрителей у центробежных элементов с целью организации байпасного потока. Эффективность отдувки метанола составила 70 - 85%.

Рассчитаем экономическую эффективность данного мероприятия, направленного на получение прибыли за счет сокращения потерь метанола с газом.

Экономический эффект от данного мероприятия наблюдается за счет уменьшения уноса метанола с газом (средние уносы метанола газом до модернизации составило 100 мг/м^3, после модернизации - 10 мг/м^3) [12].

Любое мероприятие, имеющее своей целью экономию затрат на производство, обеспечивает прирост наличности предприятия, рассчитывается по формуле:

$$ПДН_t = Э_t - K_t - И_t - Н_t, \quad (3.1)$$

где $ПДН_t$ - поток денежной наличности полученный в t-ом году;

$Э_t$ - экономия затрат, тыс. руб.,

K_t - капитальные затраты t-ом году, тыс. руб.,

$Н_t$ - налоги, выплачиваемые в t-ом году, тыс. руб.

$И_t$ - текущие затраты в t-ом году, тыс. руб.

Исходные данные для расчета приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Исходные данные для расчета экономической эффективности модернизации абсорбера

Показатели	До модернизации	После модернизации
Производительность одной технологической линии, млрд. $м^3$/год	2,48	2,48
Унос метанола с газом, мг/$м^3$	100	10
Стоимость 1 т метанола, руб.	7500	7500

Эффективность данного мероприятия анализируется за расчетный период, который равен длительности предпроизводственных затрат и длительности технологического эффекта. Расчетный период составляет 4 года: с 2013 по 2016 года.

Экономия метанола за сутки работы абсорбера составит:

$$\Delta P_{сут} = \Delta P_{мет} * Q_г, \quad (3.2)$$

$$\Delta P_{сут} = 90 * 10^{-6} * 7,5 * 10^6 = 675 \text{ кг/сут.}$$

Тогда за 1 год работы модернизированного абсорбера экономия метанола будет равна:

$$\Delta P_{год} = \Delta P_{сут} * 365, \quad (3.3)$$

$$\Delta P_{год} = 0,675 * 365 = 246,375 \text{ т/год.}$$

Стоимостная оценка результатов экономии метанола вследствие проведенной модернизации 1-го абсорбера за год составит:

$$Э_к' = \Delta P_{год} * Ц_{мет}, \quad (3.4)$$

$$Э_к' = 246,375 * 7,5 = 1847,8 \text{ тыс. руб.}$$

Амортизационные отчисления в данном случае составят 20% от суммы единовременных капитальных затрат в проект, т.е.

$$А_М = К*N_а/100\%, \quad (3.5)$$

где К - капитальные затраты на приобретение нового оборудования для абсорбера.

Расчет текущих затрат на проведение модернизации абсорбера:

$$З = Зтр + Зм + Зз/п + Зсоц.с + Здоп, \quad (3.6)$$

где Зтр - затраты на транспортировку материала для модернизации, руб.;

$З_м$ - затраты на вспомогательные материалы, руб.;

Зз/п - заработная плата, руб.;

Зсоц.с – отчисления на социальные нужды, руб.;

Здоп- прочие затраты, руб.

Для транспортировки материала используется КАМАЗ - 4310, аренда которого составляет 1000 руб/ч, машина арендуется на 5 часов.

$$Зтр = Цтр * t, \quad (3.7)$$

где Цтр - стоимость аренды транспорта, руб/ч;

t - время аренды, ч;

Зтр = 1000 * 5 = 5000 руб.

Затраты на вспомогательные материалы составят:

$З_М$ = 12000 руб.

Модернизация проводится десятью операторами 4 разряда, оплата труда которых составляет Т.С. = 65,5 руб/час. Продолжительность работы t = 50

часов. Премиальные составляют 75%, надбавки за работы в условиях крайнего севера - 80%.

$$Зз/п = N * Т.С.* t * П * Н, \quad (3.8)$$

Зз/п = 10 * 65,5 * 1,75 * 1,8 * 50 = 103162,5 руб.

$$Зсоц.с = Зз/п * Ксоц, \quad (3.9)$$

где Ксоц = 30% - ставка по отчислениям на соц. нужды.

Зсоц.с = 103162,5 * 0,3 = 26822,3 руб.

Прочие затраты составляют Здоп = 10000 руб.

Текущие затраты на модернизацию составят (по уравнению 3.6):

З=5000+12000+103162,5+26822,3+10000 = 156984,8 руб;

К=644,98 тыс. руб;

Ам = 644,98 * 0,2 = 161,25 тыс. руб.

Определяем налог на имущество.

$$Ним = \alpha_{ост} * N_{н.им}/100\%, \quad (3.10)$$

где Ним - налог на имущество, тыс. руб;

$\alpha_{ост}$ - остаточная стоимость, тыс. руб.

$$\alpha_{ост} = K_t - A_М, \quad (3.11)$$

$\alpha_{ост}$ = 644,98 - 161,24 = 483,74 тыс. руб.

Ним = 483,74-0,022 = 10,64 (тыс. руб.)

Налог на прибыль находим по формуле:

$Нпр = ΔПоб.нал. * Nпр/100,$ (3.12)

где ΔПоб.нал. - прирост прибыли, облагаемой налогом

$ΔПоб.нал. = Э_t - З - Ним_t - А_м,$ (3.13)

ΔПоб.нал. = 1847,81 – 37,00 - 10,64 - 161,25 = 1518,94 тыс. руб.

$Н_{ПР} = 1518,94 * 0,2 = 303,79$ тыс. руб.

Налог на прибыль ($N_{пр}$) в 2016 году равен 20%.

Рассчитываем накопленный поток денежной наличности (НПДНt):

$НПДНt = \sum_{К=1}^{t} ПДНt,$ (3.14)

где к - количество лет до t-го года включительно;

t - период разработки месторождения.

Поток денежной наличности рассчитываем по формуле (3.1).

За первый год ПДН составит:

$ПДН_t = 1847,81 - 644,98 – 303,79 - 10,64 - 156,98 = 731,42$ тыс. руб.

Накопленный поток денежной наличности за весь период ($НПДН_t$) показывает сколько наличных средств накопилось на расчетном счете предприятия.

Поскольку результаты и затраты осуществляются в различные периоды времени, то возникает необходимость в их приведении к одному году. Эту процедуру можно осуществить при помощи коэффициента дисконтирования:

$\alpha_t = (1 + E_{НП})^{tp-t},$ (3.15)

где α_t - коэффициент дисконтирования для t-го года;

$Е_{нп}$ - нормативный коэффициент приведения, ($Е_{нп}$ = 0,1);

Дисконтированный годовой поток денежной наличности ($ДПДН_t$) можно определить по формуле:

$$ДПДН_t = ПДН_t * \alpha_t; \quad (3.16)$$

$ДПДН_t$ = 731,42 *1 = 731,42 тыс. руб.

Таблица 4 - Результаты расчетов по мероприятию за расчетный период

Показатели, (тыс. руб.)	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
1	2	3	4	5
Экономия затрат от проведения мероприятия	1847,81	1847,81	1847,81	1847,81
Капитальные затраты (общие)	764,96	-	-	-
Текущие затраты	37,00	37,00	37,00	37,00
Амортизационные отчисления	161,25	161,25	161,25	161,25
Остаточная стоимость	483,74	322,49	161,25	0,00
Налог на имущество	10,64	10,64	10,64	10,64
Прибыль, облагаемая налогом	1638,11	1679,47	1683,02	1686,57
Налог на прибыль	573,34	587,82	589,06	590,30
ПДН	731,42	1091,66	1093,96	1096,27
НПДН	731,42	1536,02	2629,98	3726,25
Коэффициент дисконтирования,	1,00	0,91	0,83	0,75
ДПДН	731,42	992,41	904,10	823,64
ЧДД	731,42	1436,78	2340,88	3164,52

Накопленный дисконтированный поток денежной наличности представляет собой чистый дисконтированный доход:

$$ЧДДt = \sum_{К=1}^{t} ДПДНt, \quad (3.17)$$

где к - годы разработки до t-го года включительно;

t - текущий год разработки.

Результаты расчетов сведены в таблице 4.

Оценим эффективность капитальных вложений и найдем индекс доходности капитала (ИД):

$$ИД = ЧДД/(Кинв)+1, \quad (3.18)$$

где Кинв – текущая стоимость инвестиций, тыс. руб.

$$Кинв = \sum_{t=1}^{T}(K_t * \alpha_t), \quad (3.19)$$

где $К_t$ - капитальные вложения в t-ом году, тыс. руб.

Кинв = 644,99 * 1 = 644,98 тыс. руб.

ИД = 3164,52/644,98+ 1 = 5,9

Это означает, что с 1 рубля инвестиций мы получаем 5,9 рублей дохода или 4,9 рублей прибыли.

Определим срок окупаемости проекта:

$$Ток = (Тпр * К_t) / НПДН_t, \quad (3.20)$$

где Тпр - длительность рассматриваемого периода времени, мес;

$НПДН_t$ - накопленного потока денежной наличности за время t, тыс. руб;

$К_t$ - капитальные вложения за время t, тыс. руб.

$Т_{ок}$ =48 * 644,99/3726,3 = 8,1 мес.

Заключение

Все затраты на внедрение данного проекта в производство покрываются в первый год и промышленное предприятие получает прибыль. Прирост денежных средств на расчетном счете в результате проведения данного мероприятия составил 3726,25 тыс. руб. ЧДД несколько меньше НПДН и согласно принятому дисконту равен 3164,52 тыс. руб. ДПДН сначала возрастает до своего максимума 992,42 тыс. руб, тем самым перекрывая капитальные затраты, а затем плавно снижается до 823,64 тыс. руб. что объясняется влиянием принятого значения коэффициента дисконтирования.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Сальникову Максиму Анатольевичу

Инженерная школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования ВКР является оборудование для сбора и подготовки газа и газового конденсата.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– Рассмотрены специальные правовые нормы трудового законодательства; – Рассмотрены организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность: 2.1. анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2 обоснование мероприятий по снижению воздействия	Анализ и подбор мероприятий для следующих опасных и вредных факторов: – повышенный уровень вибрации; – повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; – пожаро- и взрывоопасность; – незащищенные подвижные части производственного оборудования;

	– опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания.
3. Экологическая безопасность	Анализ источников загрязнения на НПС и их влияние на атмосферу, гидросферу и литосферу, определение основных мероприятий по ООС.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Определены основные виды ЧС, характерные для НПС, а также представлены основные причины и действия по ликвидации аварий.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Асистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Сальников Максим Анатольевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

ВВЕДЕНИЕ

В дипломе рассматривается система сбора и подготовки газа и газового конденсата на Ямбургском месторождении. Рассмотрены все основные узлы технологического процесса на примере установки комплексной подготовки газа №1. Описана модернизация абсорбера, за счет которой уменьшится расход метанола, потребляемый на осушку продукции.

5.1.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Требования к рабочему персоналу согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности:

- к работам на объектах нефтегазового комплекса допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью;
- рабочие основных профессий допускаются к самостоятельной работе после обучения охране труда и промышленной безопасности, проверки знаний, проведения производственного инструктажа и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ. [12]

Требования к ОПО и рабочим местам:

- на рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи;
- освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается;

- потенциально опасные места (зоны) объектов добычи, подготовки и транспорта нефти и газа (например, открытые емкости, трансмиссии) должны быть надежно ограждены, в том числе временными ограждающими устройствами;
- производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду-допуску;
- на участках и в цехах ОПО должны иметься санитарно-бытовые помещения для работающих, занятых непосредственно на производстве, спроектированные в зависимости от групп производственных процессов. [12]

5.1.2 Производственная безопасность

Условия труда на рабочих местах в ООО "Ямбурггаздобыча" складываются под воздействием большого числа факторов, различных по своей природе, формам проявления, характеру воздействия на человека.

В соответствии с ГОСТ 12. 0. 003 - 74 опасные и вредные производственные факторы подразделяются по своему действию на следующие группы: химические, физические, психофизиологические и биологические.

Физические факторы включают в себя:

- движущиеся машины и механизмы, подвижные части оборудования, разрушающиеся конструкции;
- повышенная загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны;
- пониженная (повышенная) температура воздуха рабочей зоны;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенный уровень вибрации;
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- расположение рабочего места на значительной высоте и другие;
- повышенное напряжение электрического тока;

- повышенная напряженность электрического поля и другие. Химические вредные факторы (токсические, раздражающие, канцерогенные) воздействуют на организм человека через органы дыхания, желудочно-кишечный тракт, кожные покровы и слизистые оболочки.

Психофизиологические вредные производственные факторы включают:

- физические перегрузки (статические и динамические);

- нервно-психические перегрузки (эмоциональные и умственные).

К постоянно действующим опасным и вредным производственным факторам могут быть отнесены: шум, вибрация, движущиеся машины и вращающиеся части оборудования, пониженная температура воздуха, повышенная загазованность (запыленность) воздуха рабочей зоны.

Таблица 1 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	разработка	изготовление	эксплуатация	
1. Повышенный уровень общей вибрации				1. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования

Продолжение таблицы 1

2. Повышенный уровен и другие неблагоприятные характеристики шума			+	2. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности
3. Пожаро- и взрывоопасность			+	3. ГОСТ Р 12.3.047-201 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасност технологических процессов. Общие требования. Методы контроля
4. Незащищенные подвижные части производственного оборудования				4. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные
5. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушно среды в зоне дыхания			+	5. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общи требования безопасности

5.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов

5.2.1 Шум

Источниками шума на производстве являются газопроводы и ГПУ-16.

Шум, возникающий при работе производственного оборудования и превышающий нормативные значения, воздействует на центральную и вегетативную нервную систему человека, органы слуха. Основное физиологическое воздействие шума заключается в том, что повреждается внутреннее ухо, возможны изменения скорости дыхания, общей двигательной активности, кровяного давления, сужение кровеносных сосудов. Работающий в условиях длительного шумового воздействия испытывает раздражительность, головную боль, головокружение, снижение памяти, повышенную утомляемость, понижение аппетита, нарушение сна. Длительное воздействие шума, уровень которого превышает допустимые значения, может привести к заболеванию человека шумовой болезнью.

Таблица 2 - Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическ нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

На производстве уровень звука составляет 76 дБА при предельно допустимых 80 дБА (средняя физическая работа, напряженность легкой степени).

Защита от шума достигается разработкой шумобезопасной техники, применением средств и методов коллективной защиты, а также средств индивидуальной защиты.

Средства и методы коллективной защиты подразделяются на акустические, архитектурно-планировочные, организационно-технические.

Защита от шума акустическими средствами предполагает:

- звукоизоляцию (устройство звукоизолирующих кабин, кожухов, ограждений, установку акустических экранов);
- звукопоглощение (применение звукопоглощающих облицовок, штучных поглотителей);
- глушители шума (абсорбционные, реактивные, комбинированные).

Если невозможно уменьшить шум, действующий на работников, до допустимых уровней, то необходимо использовать средства индивидуальной защиты (СИЗ) — противошумные вкладыши из ультратонкого волокна “Беруши” одноразового использования, а также противошумные вкладыши многократного использования (эбонитовые, резиновые, из пенопласта) в форме конуса, грибка, лепестка. Они эффективны для снижения шума на средних и высоких частотах на 10-15 дБА. Наушники снижают уровень звукового давления на 7-38 дБ в диапазоне частот 125-8 000 Гц. Для предохранения от воздействия шума с общим уровнем 120 дБ и выше рекомендуется применять шлемофоны, оголовья, каски, которые снижают уровень звукового давления на 30-40 дБ в диапазоне частот 125-8 000 Гц.

5.2.2 Пожаро- и взрывоопасность

Большинство объектов газовой отрасли характеризуются высокой пожароопасностью. Так как добытый на дневную поверхность газ взрывоопасен, то и требования к объектам технологии повышенные. Опасная зона на площадке

куста - это устье скважины, которой присваивается категория В-1г. Расстояние между устьями скважин должно составлять не менее 5 м [16].

Одной из причин возникновения пожаров является несоблюдение ТБ при ремонте скважин. Пожар может возникнуть и при возгорании газа, при его утечке через негерметичные фланцевые соединения.

Таблица 3 - Классификация помещений и территории УКПГ - 1В по пожароопасности и взрывоопасности [17]

Наименование производственных помещений и нар. установок	Наименование продукта	Кат. пр. п взр. и пож опасн.	Класс взр и пожар зон	Распр. взрыво опасн. смесей по кат. и групп.	
				катег.	груп.
Пункт переключ. арматуры	Пр. газ, метанол	А	В-1а	II-А	Т2
Цех осушки газа	Пр. газ, конденсат	А	В-1а	II-А	Т2
Площадка апп. возд. охлаждения	Природ, газ	Ан	В-1г	II-А	Т2
Склад метанола на откр. площ.	Метанол	Ан	В-1г	II-А	Т2
Склад ДЭГа на откр. площ.	ДЭГ	В	-	-	-
Блок-бокс насосной метанола	Метанол	А	В-1а	II-А	Т2

Продолжение таблицы 3

АВЖ и конденсата на откр. пл.	Конд., диз.топл.	А	В-1а	II-А	Т2
Блок-бокс насосной конденсата	Конд. бензин, д.т.	А	В-1а	II-А	Т2

Необходимо строго соблюдать следующие основные правила противопожарной безопасности [18]:

– курить на промыслах можно лишь в местах, специально отведенных для этих целей.

– разводить огонь для производственных целей можно только в местах, которые признаны безопасными. разводить огонь в этих случаях можно только с разрешения пожарной охраны.

– нельзя разбрасывать паклю и тряпки, смоченные в масле, а нужно складывать их в специальные ящики с крышками.

– при выполнении работ в газовой среде должны применяться инструменты, исключающие искрообразование.

– необходимо строго следить за состоянием электропроводки, электродвигателей и газопроводов.

Тушение возможного пожара и проведение спасательных работ обеспечиваются конструктивными, объемно планировочными, инженерно-техническими и организационными мероприятиями.

К ним относятся [18]:

- устройство пожарных проездов и подъездных путей для пожарной техники;

- устройство наружных пожарных лестниц и обеспечение других способов подъема пожарного персонала и пожарной техники;

- устройство пожарного водопровода;

- оборудование зданий в необходимых случаях индивидуальными и коллективными средствами спасения людей.

- молниезащита и борьба с проявлением статического электричества

- при остановке аппаратов на ремонт остатки жидкости необходимо сливать в дренажную емкость, а газы удалять на факел УКПГ. Продувку аппаратов и коммуникаций перед заполнением их сырьём, а также перед отключением на ремонт осуществлять паром.

5.2.3 Вредные вещества

Источниками загрязнения воздушной среды являются газовыделения через неплотности в соединениях оборудования, арматуры и коммуникаций (залы нагнетательных компрессорных цехов, ГРС, пункты замера газа, насосные залы и т.п.), а также тепловыделения от насосно-компрессорного оборудования, газовых турбин, электродвигателей, обвязочных трубопроводов, коммуникаций, газоходов и т.д.

Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны указаны в ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». Кратность воздухообмена в помещениях нефтеперекачивающих станций принимают в пределах 3,5 – 10, причем при наличии сернистых соединений увеличивают ее значение. Если в воздухе помещения могут содержаться пары этилированного бензина, кратность воздухообмена должна составлять 13,5.

Для поддержания в помещениях на рабочих местах состава и состояния воздуха, удовлетворяющих санитарно-гигиеническим требованиям, применяются вентиляционные установки. Систему аварийной вентиляции предусматривают в производственных помещениях, в которых возможно внезапное поступление большого количества вредных и взрывоопасных веществ, например, насосные цеха нефтепроводов. Требуемый воздухообмен должен быть обеспечен совместной работой систем основной (общеобменной и местной) и аварийной вентиляции.

5.3 Экологическая безопасность

В процессе добычи скважинной продукции неизбежны загрязнения, отрицательно влияющие на окружающую среду. В целях уменьшения коррозийного износа газопроводов применяется надземная укладка труб с использованием изоляционных материалов. Выделяются специальные площадки для сбора мусора и металлолома, который затем сдается в утиль. Особое внимание уделяется мероприятиям по недопущению розливов технологических жидкостей при производстве текущих и капитальных ремонтов скважин.

Таблица 4 - Характеристика источников выделения вредных веществ в атмосферу на УКПГ - 1В

Наимен. произв-ва и источника выдел. вредн. вещ-в. (агр-т, уст-ка и т.д.)	Источник выбросов (хар-ка)	Наимен. вредн. в-ва	Код вредн. в-ва	Кол-во отх. вредн. вещ-в т/год
1	2	3	4	5
Газо-факельная установка	Д=0,57 м Н=1,2м	CO NO_x C_XH_X	320 200 360	110,90 16,64 2,77
Печи подогрева теплоносителя	Д=1,2м Н=28 м	CO NOx	322 200	35,23 11,38
Подогрев в пункте редуир-я газа соб. нужд	Д=0,45 м Н= 10,2 м	CO NOx	322 200	14,50 6,09
Технол.корпус регенерации ДЭГа, печь П-1	Д=0,82 м Н=21,5 м	CO NOx	322 200	34,50 14,49
Свеча на Р-1	Д=0,2 м Н=16м	CXHX	360	420,00
Технологический корпус, вентвыбросы	Д=0,1 м Н=13 м	CXHX	360	16,50
Свеча (факел)	Д=0,4 м Н=40м	CO NOX CXHX	322 200 360	32,19 4,83 0,80

Продолжение таблицы 4

Резервуары запасов Воды	Д=0,1	CO NOx	322 200	62,98 20,34
Склад: метанол V=50 м3х6 бензин V=50 м3х1	Дых. клап. Д=0,1 м Н=4,0 м	Метанол **Бензин**	0,05 0,05	0,18 0,03

В настоящий момент основными элементами экологической концепции ООО «Ямбурггаздобыча» являются [20]:

- минимально необходимое использование природных ресурсов (территорий, водных объектов и пр.);

- создание эффективной системы контроля за природной средой;

- достижение эффективного функционирования очистных сооружений;

- эффективная утилизация промышленных отходов.

Практическая реализация вышеназванных элементов экологической концепции при эксплуатации ЯГКМ позволило 20 лет эксплуатировать месторождение без серьезных экологических последствий.

Влияние на гидросферу и литосферу минимально.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Потенциально опасные объекты, обеспечивающие единую технологическую схему транспортировки, хранения и перекачки газа и газоконденсата, составляют технически сложный и потенциально опасный комплекс, в котором в процессе осуществления технологических операций накапливаются значительные количества углеводородного топлива. Это является потенциальным источником загрязнения окружающей среды при чрезвычайных ситуациях.

Чрезвычайные ситуации могут быть техногенного, природного, биологического, социального или экологического характера.

Наиболее распространенными являются техногенные и антропогенные ЧС.

Возможные причины аварий:

- ошибочные действия персонала при пусках и остановках газоперекачивающих установок, несоблюдение очередности оперативных переключений технологических трубопроводов и запорной арматуры и др.;
- отказ приборов контроля и сигнализации, систем управления;
- отказ электрооборудования и отключение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования и трубопроводов (образование свищей);
- применение запорной арматуры без необходимых прочностных характеристик трубопроводов;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молний и др).

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией на производстве является пожар из-за высокой воспламеняемости газа. Меры по предупреждению и борьбе с пожарами рассмотрены в соответствующем разделе данной работы, «пожаро- и взрывоопасность».

Заключение

Раздел «Социальная ответственность» содержит в себе важнейшие принципы в области охраны труда, промышленной и экологической безопасности, а так же энергоэфективности.

В разделе были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на предприятии, опасные и вредные производственные факторы, методы их предотвращения, а также основные причины возникновения аварий в процессе подготовки и транспортировки газа и газоконденсата.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Технологический регламент на эксплуатацию установки комплексной подготовки газа и извлечения газового конденсата №1в (I и II очередь) Ямбурского ГКМ, 2003. - 141с.

2. Отчет по геологии и разработке месторождений предприятия "Ямбурггаздобыча" за 2003. - ОАО Газпром.

3. Шервуд Т.Б. Свойства газов валанжинских залежей. - М.: Недра, 1996. - 127с.

4. Проект разработки нижнемеловых отложений Ямбургского газоконденсатного месторождения. - М., 1986. - 115 с.

5. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин - М.: Недра, 1981 - 248 с.

6. Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. Технология обработки газа и конденсата - М: Недра, 1999. - 596 с.

7. Чеботарев В.В. Расчеты основных технологических процессов при сборе и подготовке скважинной продукции: учебное пособие. - 3-е изд., перераб. и доп. : Изд-во УГНТУ, 2007. - 408с.

8. Справочное пособие по технологическому расчету систем абсорбционной осушки газа. - 'ТюменНИИГипрогаз", 2002. — 113 с.

9. Инструкция по нормированию расхода и расчету выбросов метанола для объектов ОАО "Газпром". - М.: "ВНИИГАЗ", 2002. - 27с.

10. Акт комплексного обследования УКПГ - 1В. - ООО " Ямбурггаздобыча ", 2005. - 125 с.

11. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям. - М.: Машиностроение, 1992. - 672 с.

12. Мильштейн Л.М., Бойко СИ., Запорожец Е.П. Нефтегазопромысловая сепарационная техника. Справочное пособие. - М.: Недра, 1992. - 236 с.

13. УКПГ. - М.: Недра, 1998. - 165 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

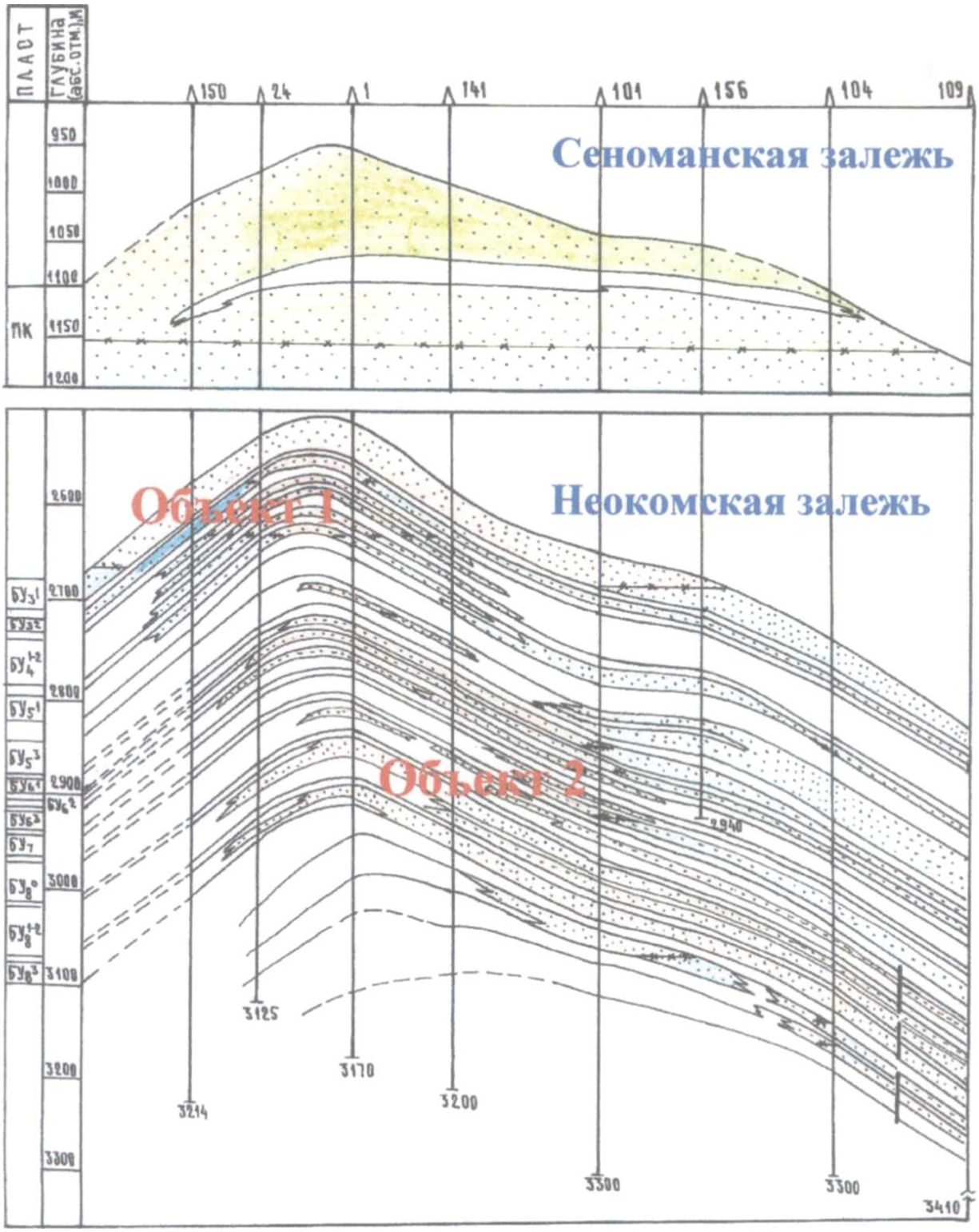
(обязательное)

Обзорная карта месторождения

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(обязательное)

Геологический разрез



ПРИЛОЖЕНИЕ В

(обязательное)

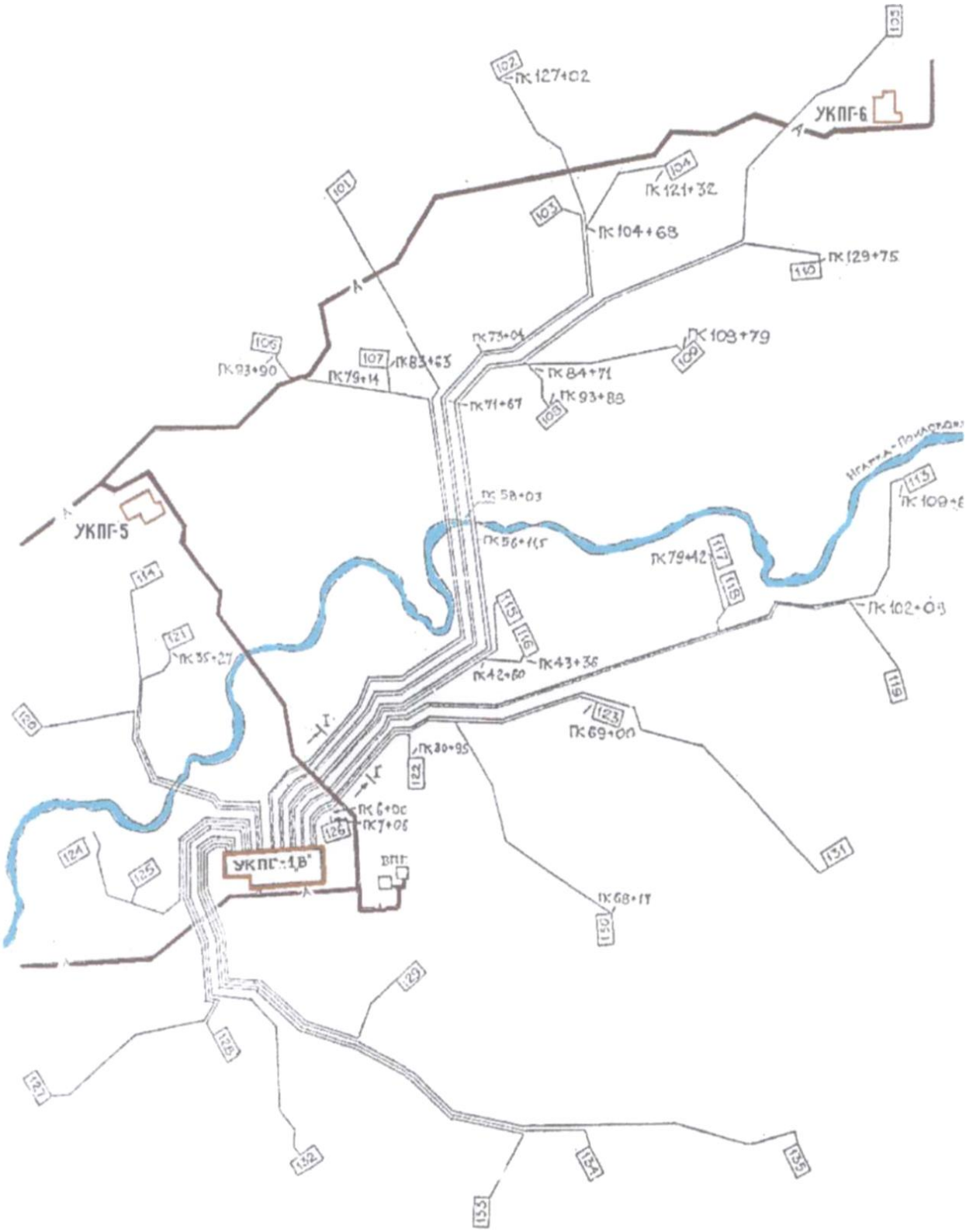



Схема сбора газа на УКПГ - 1В