

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело», Профиль «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Особенности интерпретации газодинамических исследований скважин на нефтегазоконденсатном месторождении «Н» (ЯНАО)

УДК 622.279.6-027.236(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Агамирзоев Максим Сахибович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Уткина Анна Николаевна	к.ф.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП, профессор	Зятиков Павел Николаевич.	д.т.н		

Томск – 2018 г

Планируемые результаты обучения по ООП 21.04.01 Нефтегазовое дело

Код	Результат обучения
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации техно-логических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P9	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P10	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Зятиков П.Н.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Агамирзоев Максим Сахибович

Тема работы:

Особенности интерпретации газодинамических исследований скважин на нефтегазоконденсатном месторождении «Н» (ЯНАО)

Утверждена приказом директора (дата, номер)	№3073/с 28.04.18
---	---------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Технологическая схема разработки нефтегазоконденсатного месторождения «Н», технологические режимы работы скважин, показатели разработки и газодинамические исследования.</p>
--	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Введение Общие сведения о месторождении Конструкция скважин Цели и задачи исследований пластов и скважин Исследовательские работы в скважинах Методы обработки результатов газодинамических исследований на стационарном режиме Мероприятия по улучшению исследований скважин Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение Заключение</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Обзорная карта газовых месторождений севера Тюменской области Геологический разрез продуктивной толщи сеномана месторождения «Н» Конструкция скважин 106 и 109 месторождения «Н» в зависимости от глубины Подземное оборудование Фонтанная арматура Схема устройства куста скважин</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Шарф Ирина Валерьевна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Абраменко Никита Сергеевич</p>
<p>Раздел, выполненный на иностранном языке</p>	<p>Уткина Анна Николаевна</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Общие сведения о месторождении, литература.</p>	
<p>Приложение А «Общие сведения о месторождении», литература на английском языке.</p>	
<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Агамирзоев Максим Сахибович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Агамирзоев Максим Сахибович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело», «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость материально-технических ресурсов на проведение операций по восполнению потерь метанола.
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	ЕНиР Е5-2
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ Ф3-213 от 24.07.2009 в редакции от 19.12.2016 № 444-ФЗ
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Оценка перспективности проведения мероприятия.
<i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	Проектирование мероприятий.
<i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Планирование видов работ, формирование основных статей расходов.
<i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Расчет экономической эффективности.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
<p>Таблица 8.1 – Специальная техника Таблица 8.2 – Время на выполнение подготовительного мероприятия Таблица 8.3 – Расчет амортизационных отчислений на модернизацию абсорберов Таблица 8.4 – Расчет заработной платы Таблица 8.5 – Страховые тарифы на обязательное страхование в ПФР, и ФОМС Таблица 8.6 – Стоимость контрагентных услуг Таблица 8.7 – Стоимость материалов Таблица 8.8 – Формирование бюджета Таблица 8.9 – Экономические показатели модернизации установки Рисунок 8.1 – Профиль динамики НПДН и ЧТС Таблица 8.10 – Расчет НПДН и ЧТС при снижении экономии метанола на 10% Таблица 8.11 – Расчет НПДН и ЧТС при увеличении экономии метанола на 10% Таблица 8.12 – Расчет НПДН и ЧТС при снижении цены на метанол на 20% Таблица 8.13 – Расчет НПДН и ЧТС при повышении цены на метанол на 20% Таблица 8.14 – Расчет НПДН и ЧТС при снижении текущих затрат на 15% Таблица 8.15 – Расчет НПДН и ЧТС при увеличении текущих затрат на 10% Таблица 8.16 – Расчет НПДН и ЧТС при снижении ставки налога на 10% Таблица 8.17 – Расчет НПДН и ЧТС при увеличении ставки налога на 10 % Рисунок 8.2 – График чувствительности проекта к риску</p>	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Агамирзоев Максим Сахибович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Агамирзоев Максим Сахибович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело», «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является особенности интерпретации газодинамических исследований скважин на нефтегазоконденсатном месторождении «Н».
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p style="text-align: center;">Анализ выявленных вредных факторов</p> <p style="text-align: center;">Отклонения показателей климата на открытом воздухе</p> <p style="text-align: center;">Повышенный уровень шума и вибрации</p> <p style="text-align: center;">Тяжесть и напряженность труда</p> <p style="text-align: center;">Анализ выявленных опасных факторов</p> <p style="text-align: center;">Электрическая безопасность</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 	<p style="text-align: center;">Экологическая безопасность</p>

<ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Влияние проектируемых работ на окружающую среду</p> <p>Мероприятия по защите окружающей среды</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Защита в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> - аварийные выбросы газа и реагентов, применяемых в производстве, в результате разрыва трубопровода, утечек и т.д.; - пожары; - взрывы.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Агамирзоев Максим Сахибович		

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное
 учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»

Форма представления работы:

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

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23.05.18
--	----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) /вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.03.18	Общие сведения о месторождении	10
20.03.18	Конструкция скважин	15
12.04.18	Цели и задачи исследований пластов и скважин	15
19.04.18	Исследовательские работы в скважинах	10
29.04.18	Методы обработки результатов газодинамических исследований скважин на стационарных режимах	15
01.05.18	Мероприятия по улучшению исследований скважин	15
01.05.18	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
20.05.18	Социальная ответственность	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП, профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Реферат

Магистерская диссертация включает с.143, 24рис., 47табл., 20 источников, 1 приложение.

Объектом исследования являются газодинамические исследования скважин нефтегазоконденсатного месторождения «Н» на стационарных режимах.

В результате исследования проведена обработка данных пятью методами.

В геологическом разделе рассмотрены общие сведения о месторождении, геологическая изученность и история открытия, геологическое строение, нефтегазоносность, характеристика продуктивных пластов, характеристика сырья, запасы газа.

В главе конструкция скважин рассмотрены подземное и наземное оборудования, а также обустройство газовых кустов.

В технологической части работы раскрывается основная цель. В краткой форме изложены существующие на практике методы исследования газовых скважин на стационарном режиме фильтрации, методика проведения испытания газовых скважин и способы обработки индикаторных кривых и обработка результатов исследований. Рассмотрены методы обработки, предложенные сравнительно недавно. Даны рекомендации по повышению эффективности газодинамических методов исследований.

В задании для раздела «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» выполнен расчет по модернизации абсорбера для сокращения потерь метанола и уноса в магистральный трубопровод.

В разделе «Социальная ответственность» изложены мероприятия по обеспечению безопасной, надежной и устойчивой работы на предприятии.

Сокращения

ВМР	водо-метанольный раствор
ГВК	газоводяной контакт
ГДИ	газодинамические исследования
ГДК	газодинамический каротаж
ГОСТ	государственный общероссийский стандарт
ГРП	гидроразрыв пласта
ГТМ	геологотехнические мероприятия
ГФУ	горизонтальная факельная установка
ДКС	дожимая компрессорная станция
ДПДИ	дисконтированный поток денежной наличности
ДЭГ	диэтиленгликоль
КВД	кривая восстановления давления
КРС	капитальный ремонт скважины
ММП	многолетнемерзлые породы
НГКМ	нефтегазоконденсатное месторождение
НКТ	насосно-компрессорная труба
ННКТ	нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам
НПДИ	накопленный поток денежной наличности
ОТР	облегченный тампонажный раствор
ПЗП	призабойная зона пласта
ПДК	предельно допустимая концентрация
ППУ	паровая передвижная установка
ПУЭ	правила устройства электроустановок
УКПГ	установка комплексной подготовки газа
УППГ	установка подготовки попутного газа
УППСС	устройство для предотвращения пескования скважин сетчатое
ФЕС	фильтрационно-емкостные свойства
ЦВС	цементно-вермикулитовая смесь

Оглавление	
Введение.....	14
Обзор литературы.....	15
1 Общие сведения о месторождении.....	17
1.1 Общие сведения по месторождению	17
1.2 Геологическая изученность и история открытия месторождения.....	20
2 Геологическое строение месторождения.....	21
2.1 Стратиграфия.....	21
2.2 Нефтегазоносность	24
2.3 Характеристика продуктивных пластов	25
2.4 Характеристика сырья	27
2.5 Запасы газа.....	30
3 Конструкция и оборудование скважин	32
3.1 Конструкции скважин.....	32
3.2 Подземное скважинное оборудование.....	35
3.3 Наземное скважинное оборудование	39
3.4 Обустройство куста газовых скважин	40
3.5 Эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт скважин	43
3.6 Предупреждение осложнений при эксплуатации скважин	44
4 Цели и задачи исследований пластов и скважин.....	45
4.1 Газогидродинамические исследования скважин при стационарных режимах фильтрации	46
4.2 Методика проведения испытания газовых скважин и способы обработки индикаторных кривых	47
4.3 Газодинамические исследования на стационарном режиме	48
4.3.1 Цели и задачи исследований на стационарном режиме	48
4.3.2 Определение коэффициентов фильтрационного сопротивления А и В	49
5 Исследовательские работы в скважинах	51
5.1. Газодинамические исследования скважин	51
5.2. Замеры статических давлений в газовых и газоконденсатных скважинах.....	56
5.3. Специальные газодинамические исследования	57
5.4. Специальные исследования низкодебитных скважин	60

5.5. Глубинные исследования	61
5.6. Промыслово-геофизические исследования.....	63
5.7. Результаты исследований скважин на газоконденсатную характеристику	74
6 Методы обработки результатов газодинамических исследований скважин на стационарных режимах.....	76
6.1 Обработка результатов исследований	76
6.1.1 Методика расчета.....	77
6.2 Двучленная формула притока.....	78
6.3 Обработка с учетом конуса подошвенной воды.....	80
6.4 Метод обработки по степенной формуле притока	82
6.5 Обработка методом предложенным Панфиловым М. Б.....	85
6.6 Обработка по трехчленному закону.....	87
7 Мероприятия по улучшению исследований скважин	91
7.1 Факторы влияющие на качество определяемых по результатам исследования параметров.....	91
7.2 Изменения в методике проведения и обработки результатов.....	93
7.3 Исследования скважин с выпуском газа в газопровод	94
8 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	98
8.1 Содержание мероприятий	98
8.2 Расчет количества необходимой техники	99
8.3 Расчет времени на проведение подготовительного мероприятия	99
8.4 Расчет амортизационных отчислений на использование электрической лебедки	100
8.5 Расчет затрат на оплату труда	100
8.6 Отчисления во внебюджетные фонды	101
8.7 Стоимость контрагентных услуг	102
8.8 Стоимость материалов.....	102
8.9 Формирование бюджета затрат на реализацию объекта	102
8.10 Результаты расчетов экономической эффективности.....	104
8.11 Расчет чувствительности проекта к риску	105
9. Социальная ответственность	110
9.1 Производственная безопасность	110

9.2 Анализ выявленных вредных факторов	110
9.2.1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе	111
9.2.2 Повышенный уровень шума и вибрации	112
9.2.3 Тяжесть и напряженность труда	113
9.2.4 Вредные вещества на производстве.....	115
9.3 Анализ выявленных опасных факторов	116
9.3.1 Электрическая безопасность	116
9.4 Экологическая безопасность.....	117
9.4.1 Влияние проектируемых работ на окружающую среду	118
9.4.2 Мероприятия по защите окружающей среды	120
9.5 Защита в чрезвычайных ситуациях.....	121
9.5.1 Пожарная безопасность.....	122
9.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	123
Заключение	126
Литература	128
Приложение А	130

Введение

От количества информации, которая получается от всех скважин, а именно от наличия изученности продуктивного пласта в непосредственной зависимости находится рациональная и достаточная система разработки нефтегазоконденсатного месторождения «Н».

Самым важным источником возможности получения информации о продуктивном пласте выступают газодинамические методы проведения исследования пластов и скважин на стационарных режимах.

Одним из базовых факторов выступает количество скважин, которые предусмотрены проектом разработки. Данный тезис обуславливается в том числе и структурой капитальных затрат. Количество скважин находится в прямой зависимости от имеющегося технологического режима эксплуатации.

Достоверность и правильность подбора технологического режима напрямую зависит от количества и качества базовой информации, которая получается в итоге газодинамических исследований. Достоверность и достаточность данной информации находится в зависимости от стадии освоения месторождения и качества методов, которые определяют параметры.

Достаточность и надлежащее качество газодинамических исследований, которые проведены на установленных режимах требуются для выявления запасов газа, проектирования разработки месторождения, оценивания эффективности работ по интенсификации и своевременного осуществления контроля за разработкой и эксплуатацией.

Целью диссертации является проведение анализа газодинамических методов исследования. Осуществить обработку результатов данных исследований, установить наиболее достоверный и достаточный метод обработки для точного прогноза технологического режима работы скважин. Внести предложения по усовершенствованию процессов проведения исследований скважин и обработки указанных исследований

Обзор литературы

При написании диссертации был проведен анализ научной статьи Е.В. Романовой и В.Л. Сергеева «Адаптивная интерпретация газодинамических исследований скважин с идентификацией начального участка кривой восстановления давления».

В указанной работе авторы ставят своей целью разработать метод адаптивной интерпретации. Данный метод предоставит возможность определять параметры скважин и пластов в процессе ГДИ с восстановлением начальной КВД, а также учитывать дополнительную информацию.

В научной статье исследователи применяют теоретические и практические разработки в области газодинамических исследований скважин, системного анализа, идентификации систем с учетом дополнительной достоверной информации. Решение задач научными деятелями осуществлялось при помощи данных исследований полученных на промысле скважин газоконденсатного месторождения по КВД, учитывая при этом фильтрационные параметры пласта. Полученные результаты проведенного анализа указанного метода интерпретации с определением начального участка КВД и без него.

Полученным результатом исследования автором является разработка метода адаптивной интерпретации газодинамических исследований скважин с определением начального участка КВД, который позволяет провести синтез довольно широкого спектра оптимальных алгоритмов идентификации параметров пластов и скважин при проведении исследований, а также установить время их завершения и учесть дополнительную достоверную информацию. Авторы, на примере обработки данных полученных на промысле доказывают, что метод повышает точность и достоверность определения параметров пластов и одновременно сократить время простоя скважин.

В. И. Лапшин, И.И. Минаков, Д.П. Уваров в своей научной работе «Интерпретация результатов газодинамических исследований скважин (при

установившемся режиме фильтрации» указывают 2 группы исследований скважин, а именно:

- исследования при установившемся режиме фильтрации газа (метод установившихся отборов);

- исследования при неустановившемся режиме фильтрации газа.

Кроме того, авторы в своей работе рассматривают самые известные методы обработки результатов исследований газовых скважин. Научные деятели указывают базовые газодинамические параметры пласта и скважин, которые определяются на установившихся режимах фильтрации. В работе имеются результаты исследований скважин Ботубинского горизонта, интерпретированные по двучленной формуле. В результате указанной интерпретации, с помощью рассчитанных значений абсолютно свободного дебита определены добывные возможности скважин. Авторами проведена оценка возможности применения степенной формулы притока газа к скважине. Возможное применение при расчетах степенной формулы совместно с двучленной помогает установить наиболее достоверную и достаточную оценку коэффициентам фильтрационного сопротивления. Необходимо также отметить, что для скважин Ботубинского горизонта имеются зависимости удельных дебитов скважин от депрессии, позволяющие установить величину удельных дебитов при заданном значении депрессии.

1 Общие сведения о месторождении

1.1 Общие сведения по месторождению

На Тазовском полуострове Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области находится одно из уникальных месторождений – нефтегазоконденсатное месторождение «Н» (Рисунок 1.1).

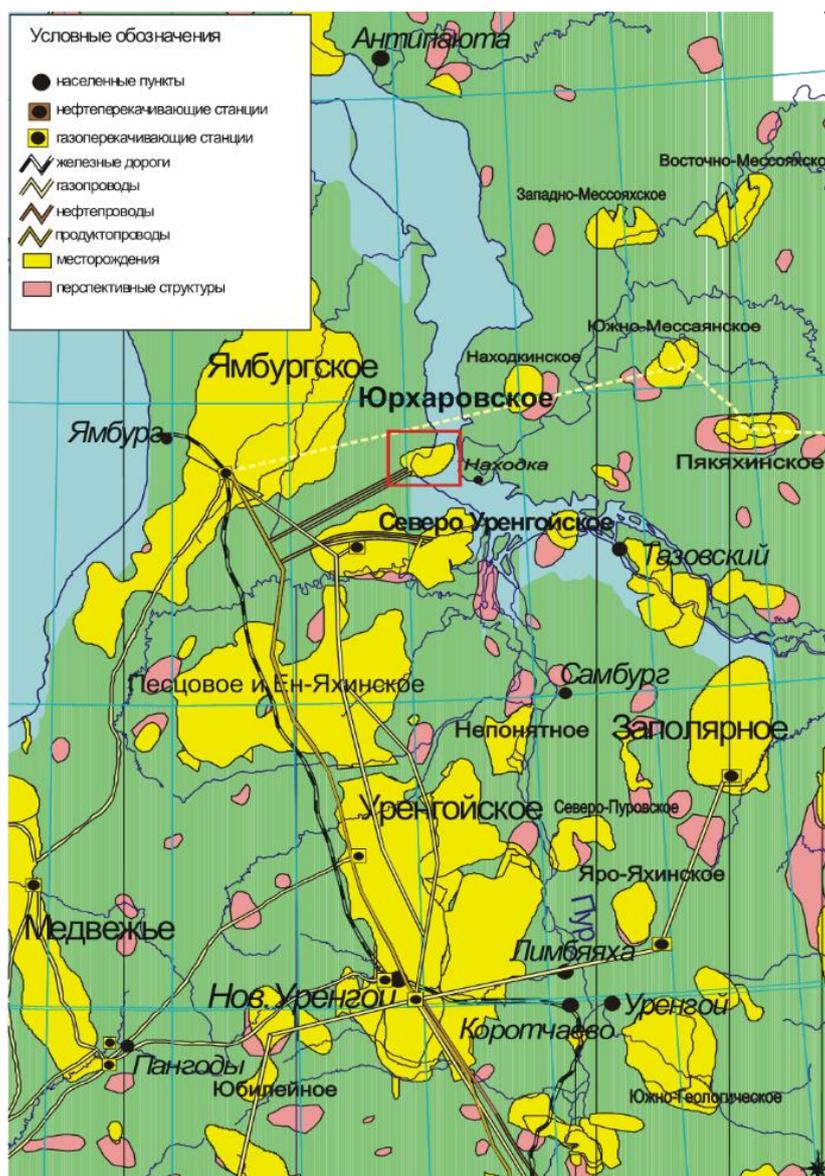


Рисунок 1.1 – Обзорная карта газовых месторождений севера Тюменской области

Разрабатывается это уникальное месторождение 100% - м дочерним обществом ПАО «Газпром» предприятием Газпром добыча Ямбург. За все время эксплуатации предприятием было добыто более 4 триллионов кубометров газа и около 20 миллионов тонн газового конденсата (Рисунок 1.2) [1].

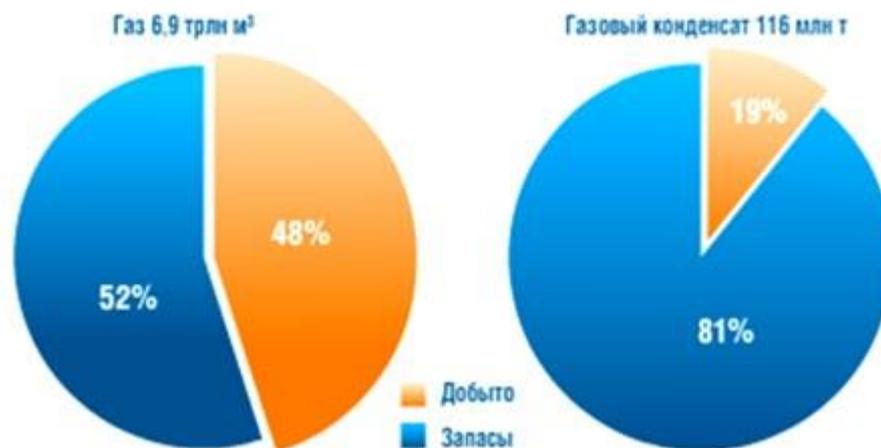


Рисунок 1.2 – Запасы месторождения «Н»

Климат Ямало-Ненецкого автономного округа резко континентальный, в котором можно выделить три климатические зоны: арктическую, субарктическую и зону северной полосы Западносибирской низменности. Самые холодные месяцы – январь и февраль, со средней температурой от минус 24 до минус 28 °С. Средняя температура летних месяцев колеблется от 5 °С до 12 °С. Среднегодовая температура составляет минус 6,9 °С.

Месторождение «Н» расположено в субарктической зоне, для которой имеет место практически повсеместное и сплошное распространение многолетней мерзлоты. Глубина кровли многолетнемерзлых пород колеблется в пределах от 0,5 до 2 метров, а на территориях, приуроченных к долинам крупных рек от 2,5 до 6 метров. По глубине многолетнемерзлые породы прослеживаются в пределах от 318 до 465 метров [1].

Общие геологические запасы оцениваются 11 трлн м³ природного газа. Остаточные геологические запасы составляют 6,9 трлн м³ природного газа и 62,72% общих геологических запасов месторождения «Н».

Добытый газ подготавливается для транспортировки на десяти установках комплексной подготовки газа (УКПГ), а также подготовка осуществляется с помощью пяти установок предварительной подготовки газа

(УППГ). Среди ближайших перспектив разработки месторождения можно выделить разработку и освоение периферийных участков, таких как:

- Анерьяхинская площадь;
- Харвутинская площадь.

Разработка Анерьяхинской площади началась еще в 2004 году. На сегодняшний день на данной площади достигнута мощность порядка 10 миллиардов кубометров в год [2].

В декабре 2006 года первый, подготовленный к транспорту газ, был подан в магистральный газопровод с УКПГ-9, осуществляющей подготовку газа, добытого с Харвутинской площади месторождения «Н». На сегодняшний день на Харвутинской площади удалось достигнуть годовой добычи порядка 25 миллиардов кубометров газа. Достижения такой ежегодной добычи стало возможным благодаря пуску в эксплуатацию УППГ-10 [2]

Созданная инфраструктура месторождения «Н» будет являться материальной базой для подготовки газа с месторождений, которые расположены рядом.

Промышленная газоносность установлена в сеноманских и неокомских отложениях. По данным «Вниизарубежгеологии» месторождение «Н» занимает третье место по начальным извлекаемым запасам газа.

Приоритетные проекты Газпром добыча Ямбург сегодня это в первую очередь:

- Разработка неокомских залежей Заполярного месторождения;
- Подготовка к эксплуатации Тазовского, Южно - и Северо-Парусовых месторождений.

Также в ближайших планах у Общества осуществление развития на запад - то есть к месторождениям акваторий Обской и Тазовских губ, и на север - Гыданский полуостров [2].

1.2 Геологическая изученность и история открытия месторождения

В 50-х годах началось широкое изучение территории Западно - Сибирской низменности геологическими и геофизическими методами. Особо значимым по объему и результатам были совместные исследования, проведенные в 1952-1954 гг. институтами ВСЕГЕИ и НИИГА на территории северной части Тюменской области. В данный период была выполнена геолого-геоморфологическая съемка масштаба 1:1000000, по материалам которой разработана стратиграфия четвертичных отложений и получены сведения о распространении многолетней мерзлоты.

В 1959 г. в селе Тазовском была пробурена скважина глубиной 538 м., по результатам которой были получены сведения о литологии четвертичных, третичных и меловых отложений.

С 1965 по 1971 годы на площади производились детальные сейсморазведочные работы, по результатам которых месторождение «Н» было подготовлено к глубокому бурению. Первая поисковая скважина №2 была расположена в присводовой части и начата бурением 27 июля 1969 года. При испытании скважины на сеноманских отложениях в интервале 1167-1184 м был получен фонтан природного газа дебитом 2014 тыс. м³/сут. Таким образом, поисковая скважина №2 стала первооткрывательницей месторождения «Н».

С 1969 года по 1973 на месторождении было пробурено 21 скважина, по результатам которых в 1973 году были подсчитаны запасы сеноманской залежи в количестве 2810,2 млрд. м³ по категории С₂.

По результатам бурения и исследования дополнительных скважин в 1976 году был произведен пересчет запасов, который уже составил 3298,6 млрд. м³ по категориям В+С₁ и 259,9 млрд. м³ по категории С₂, но по результатам 29 скважин оставались недоизученными.

В 1976-1982 гг на площади производилось интенсивное изучение нефтегазоносности нижележащих неокомских отложений и было дополнительно пробурено 38 глубоких поисково-разведочных скважин, а также проводились высокоточные сейсмические исследования. В результате исследований, в

неокомских залежах было открыто многопластовое газоконденсатное месторождение и выявлено продолжение сеноманской залежи в пределы Харвутинского поднятия.

Третий подсчет запасов газа сеноманской залежи был осуществлен по состоянию изученности месторождения на 01.02.83 г. по результатам бурения 67-ми скважин. На глубинах 2500-3300м выявлено 7 крупных газоконденсатных залежей с общими запасами газа по категории В+С₁ 1193 млрд.м³, С₂ 585 млрд.м³, конденсата соответственно 102 млн.т. и 50 млн.т.

2 Геологическое строение месторождения

2.1 Стратиграфия

В разрезе месторождения «Н» отчетливо выделяются песчано-глинистые отложения, приуроченные к мезозойско-кайнозойскому осадочному чехлу и палеозойскому фундаменту. Максимальная глубина, на которую был вскрыт осадочный чехол, составляет 4516 метров. Отложения, приуроченные к частям тюменской и малышевской свит – малоизученны, поэтому данная часть разреза не приводится (Рисунок 2.1). В таблице 2.1 представлена краткая геологическая характеристика месторождения «Н» [2].

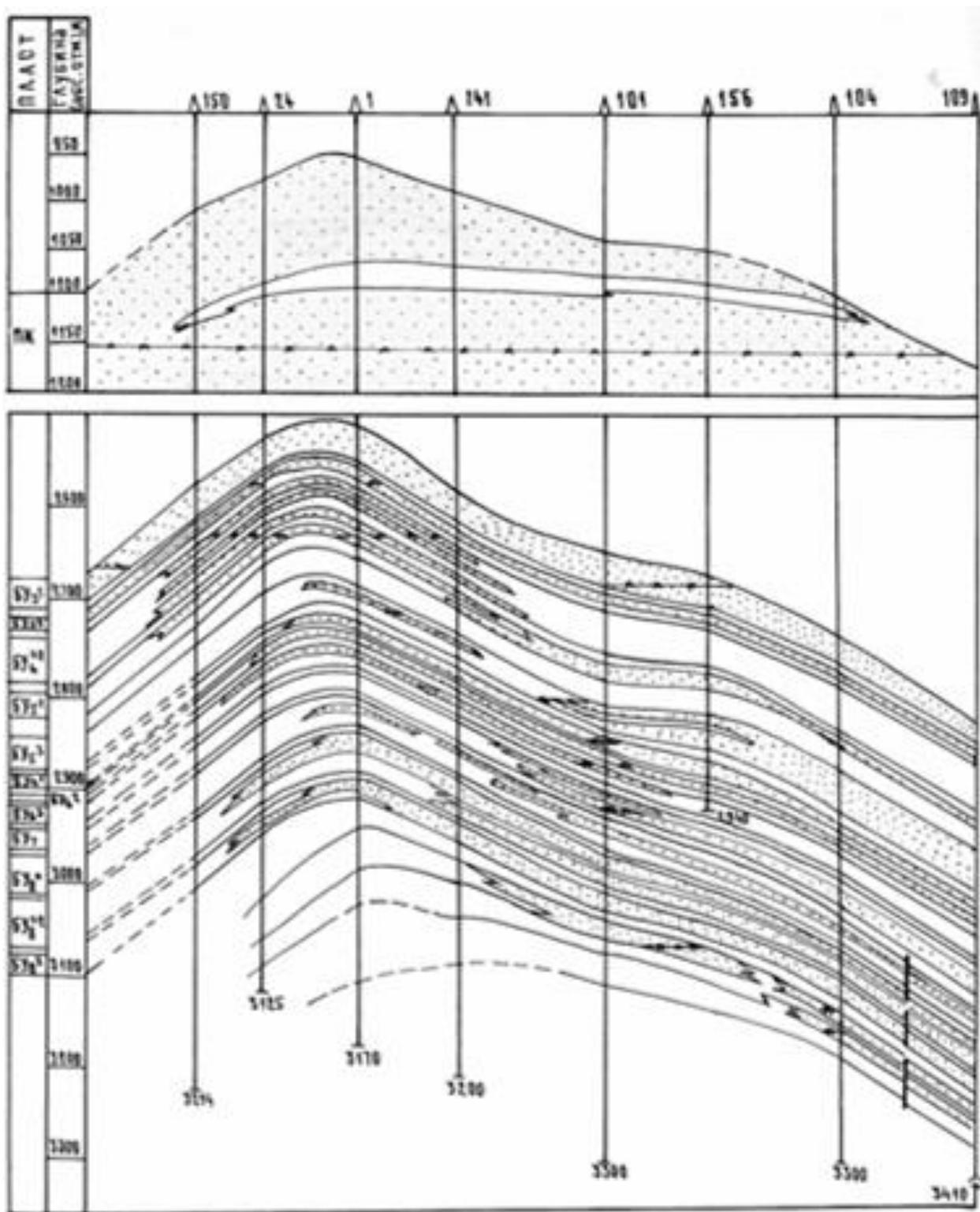


Рисунок 2.1 – Геологический разрез продуктивной толщи сеномана, месторождения «Н».

Таблица 2.1 – Краткая геологическая характеристика месторождения

Название системы	Геологическое строение
Палеозойская	Кремнисто-глинистые песчаные породы и известняк. К кровле фундамента приурочен отражающий горизонт «А». Глубина залегания фундамента 7 – 10 км.
Триасовая	Покровы базальта, аргиллиты и алевролиты с возможными отпечатками растительности, туфогенные породы с уменьшением их количества вверх по разрезу.
Юрская	Сложное чередование аргиллитов, алевролитов и песчаников с прослоями глин и битуминозных пород.
Меловая	Переслаивание песчаников, алевролитов с темными вязкими, слюдистыми глинами содержащие остатки раковин двустворок.
Палеогеновая	Глины серые и алевроитовые, с включениями растительных остатков. Имеются прослой светлых и серых песков в верхней части.
Четвертичная	Песчаные породы со всевозможными включениями галечника и гравия. Имеются глины и суглинки, помимо них встречаются пласты торфа в верхней части.

2.2 Нефтегазоносность

Основные запасы газа месторождения «Н» обычно относят к так называемым сеноманским залежам. Данные залежи в основном представлены такими породами как:

- Песчаники;
- Алевролиты;
- Слабосцементированные породы с прослоями глин и пропластками углей.

Для таких пород как алевролиты и песчаники, которыми представлена сеноманская залежь, характерны высокие фильтрационно-емкостные свойства. Высокая продуктивность скважин объясняется тем, что большая часть продуктивных пластов представляет собой коллекторы I, II и III классов. Значения коэффициентов пористости и проницаемости, установленные по данным петрофизических исследований $K_p \text{ гр.} = 0.118 \text{ д.ед.}$, $K_{пр \text{ гр.}} = 0.5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

В таблице 2.2 представлены усредненные рабочие дебиты для разведочных и эксплуатационных скважин [1].

Таблица 2.2 – Усредненные дебиты разведочных и эксплуатационных скважин

Категория скважин	Усредненный дебит, при оптимально допустимых депрессиях до 0,06 МПа, тыс. м ³ /сутки
Разведочные	780
Эксплуатационные	От 400 до 2000

Тип газовой залежи приуроченной к сеноманской продуктивной толще - массивный. Газоводяной контакт с наклоном в направлении северо-востока располагается на глубинах от 1160 до 1178 метров. Сама же залежь была вскрыта при бурении на глубинах от 998 до 1212 метров. Площадь сеноманской залежи составляет 3825 км², при высоте залежи более 220 метров. [2].

2.3 Характеристика продуктивных пластов

Для того чтобы дать характеристику продуктивным пластам месторождения «Н», были произведены различные исследования, например такие как:

- Определение пористости;
- Проницаемости;
- Гранулометрического состава;
- Остаточной водонасыщенности и т.д.

По результатам исследований образцов, был сделан вывод о том, что среди сенманских пород, возможно выделение шести классов пород-коллекторов (с использованием классификации А.А. Ханина). Данные результатов исследований приведены в таблице 2.3 [2].

Таблица 2.3 – Характеристика классов пород-коллекторов

Класс коллекторов	Среднее содержание фракций, %				Величина карбонатности, %	Сортированность	Диаметр, мм	Средние значения физических параметров		
	>0,1 мм	0,1-0,05 мм	0,05-0,01 мм	<0,01 мм				Пористость, %	Проницаемость, мД	Остаточная водонасыщенность, %
I	62,0	6,9	15,5	12,6	3,8	2,7	0,140	33,1	2260,0	21,2
II	50	5,3	25,2	16,2	3,3	2,8	0,1	30,8	718,0	25,1
III	41,0	16,5	13,7	19,6	4,2	3,1	0,084	28,2	257,0	34,9
IV	33,0	7,4	30,5	24,6	4,5	4,0	0,030	25,1	39,3	61,7
V	5,9	15,1	45,0	30,0	4,0	2,7	0,018	21,7	3,9	83,6
VI	3,5	6,0	54,5	31,3	4,7	2,5	0,015	20,5	0,4	93,0



Рисунок 2.2 – График состав сеноманских пород

Из данных таблицы 2.3, можно сделать следующий вывод: Значения фильтрационно-емкостных параметров изменяются закономерно, в сторону ухудшения от пород-коллекторов I класса до слабопромышленных пород VI класса. Изменения данных параметров объясняются гранулометрическим составом пород. От пород, представляющих собой наилучшие коллектора до непромышленных пород, наблюдается уменьшение содержания мелкой песчаной и крупной алевролитовой фракций, и увеличение содержания глинистого и карбонатного материала [2].

Коллектора, которые относятся к сеноманским породам, характеризуются значительным содержанием глин:

- В виде цемента;
- В виде тонких прослоев.

Оценку неоднородности пласта проводили с помощью коэффициента проницаемости, который был определен по данным промысловой геофизики. Результаты исследования показали, что сводовая часть месторождения сложена в основном породами с высоким коэффициентом проницаемости, в то время как присводовые участки, так называемые «крылья» обладают меньшим

коэффициентом проницаемости, из-за большого количества глинистых минералов [2].

2.4 Характеристика сырья

Природный газ, добываемый из сеноманской залежи, состоит в основном из метана, поэтому его можно называть метановым. В нем содержится небольшое количество влаги до 3,8 г/м³ и практически полностью отсутствует сероводород (Таблица 2.4).

Газ, который поступает на установку комплексной подготовки, можно рассматривать как смесь углеводородов, капельной влаги и механических примесей (Таблица 2.5). В зимний период возможно содержание метанола в паровой фазе и жидкости от 10 до 20 процентов. Среднее значение пластовой температуры 26 °С, температура поступающего газа составляет от 12,5 до 0 °С (Таблица 2.6) [3].

Таблица 2.4 – Компонентный состав газа в соответствии с проектом разработки

Компонент	%, объемные доли
СН ₄	97,8 – 99,0
С ₂ Н ₆	0 – 0,15
С ₃ Н ₈	До 0,15
С ₄ Н ₁₀	Следы
СО ₂	0,2 – 0,3
Н ₂	0,7 – 1,7
Не	0,0,1 – 0,02
Ar	0,01 – 0,03
Н ₂	0,002 – 0,04

Таблица 2.5 – Состав механических примесей

Наименование	%, масс.
Окислы железа	25 – 30
Кремнезем	60 – 70
Глинозем	5 – 10

Таблица 2.6 – Параметры газа поступающего на УКПГ.

Параметры газа	Начальный период эксплуатации	Период с 2012 года по 2017 год
Среднее пластовое давление, МПа	11,56	2,8 – 1,6
Динамическое давление газа на устье, МПа	10,5	1,7 – 0,8
Температура газа на устье, °С	10 – 15	12 – 8
Давление газа на входе в ЗПА, МПа	-	10 – 0,45

В таблице 2.7 представлены основные требования к газу и реагентам, которые участвуют в процессе обработки и подготовки газа.

Таблица 2.7 – Характеристика сырья, продукции и реагентов, участвующих в технологическом процессе обработки и подготовки газа

Наименование сырья, продукции и реагентов	Обозначение НД	Характеристика качества	
		Наименование показателя	Значение по НД
Газ природный	СТО Газпром 089-2010	Точка росы по влаге, °С - Зимний период, не выше - Летний период, не выше	минус 20 минус 10
		Масса сероводорода, г/м ³ , не более	0,007
		Масса меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,016
		Объемная доля кислорода, %, не более	0,02
		Теплота сгорания низшая, при 20 °С и 101,325 кПа	31,80
		Массовая концентрация механических примесей г/м ³ , не более	0,001
		Плотность при стандартных условиях, кг/м ³	Не нормируют,

			определение обязательно
		Плотность по воздуху	0,562
		ПДК в воздухе рабочей зоны - % - мг/м ³	0,7 7000
Диэтиленгликоль CH ₂ OH-CH ₂ -O- CH ₂ -CH ₂ OH	ГОСТ 10136- 77	Температура начала разложения, °С	164
		Давление насыщенного пара 99% раствора кПа, при: 40 °С 100 °С	0,24 4,65
		Температура, °С: - вспышки (в открытом тигле) - самовоспламенения	143,3 345,0
		рН	6 – 8
		ДЭГ регенерированный: массовая доля воды, %	0,7 – 1,0
		ДЭГ насыщенный: массовая доля воды, %	2,0 – 4,0
		ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	10

Продолжение таблицы 2.7

Наименование сырья, продукции и реагентов	Обозначение НД	Характеристика качества	
		Наименование показателя	Значение по НД
Метанол (метиловый спирт) CH ₃ OH	ГОСТ 2222-95	Молекулярная масса	32,04
	ГОСТ 18995.1-73 ГОСТ 14879- 73 ГОСТ 6995-77	Плотность при 20 °С, кг/м ³	792
		Массовая доля воды, %, не более	0,05 – 0,08
		рН	6 – 8
		Вязкость при 20 °С, сПз	0,793

	Температура кипения, °С, при 760 мм.рт.ст	64,7
	Упругость паров, мм. рт.ст.	89
	Теплота сгорания, кДж/кг	22331
	Температура замерзания, °С	Минус 97,1
	Температура плавления, °С	Минус 93,9
	Температура вспышки, °С	6
	Температура воспламенения, °С	13
	Температура самовоспламенения, °С	400
	ПДК в воздухе, мг/м ³	5

2.5 Запасы газа

Для расчета прогнозируемых показателей разработки сеноманских продуктивных пластов была использована постоянно - действующая геолого-технологическая модель, которая позволяла учитывать возможные изменения фильтрационно-емкостных характеристик, как по площади, так и по разрезу залежи, а также данная модель позволила учесть характер взаимодействия отдельных участков залежи друг с другом.

В результате расчетов с помощью трехмерной газогидродинамической модели были определены начальные запасы газа по каждой площади, входящей в состав нефтегазоконденсатного месторождения «Н».



Рисунок 2.3 – График начальные запасы газа нефтегазоконденсатного месторождения «Н», по площадям, млрд. м³

В заключении разработку нефтегазоконденсатного месторождения «Н» можно охарактеризовать следующим образом. Период постоянных отборов газа составляет 13 лет. С 2004 года произошел переход с постоянной добычи на падающую добычу. Совместная мощность дожимных компрессорных станций (ДКС) составляет около 1108 тысяч киловатт. Величина эксплуатационного фонда скважин равна 673 скважинам, что позволяет обеспечить запланированный годовой отбор [2].

3 Конструкция и оборудование скважин

3.1 Конструкции скважин

Разбуривание нефтегазоконденсатного месторождения «Н» велось кустами наклонно–направленных скважин с числом скважин на кустах от 4 до 7, расстояние между устьями 35 м. Диаметр лифтовой колонны принимается 168 и 114 мм для добывающих скважин это необходимо для установления оптимальных рабочих дебитов на расчетный период постоянной добычи. Диаметр лифтовой колонны для наблюдательных скважин принимается 114 мм. Соответственно диаметр эксплуатационной колонны принимаем равным 219 мм и 168 мм для добывающих, и 168 мм для наблюдательных скважин. Глубина добывающих скважин проектируется исходя из условия спуска башмака эксплуатационной колонны на 15–20 м выше ГВК. Глубина бурения наблюдательных скважин проектируется исходя из условия их назначения (наблюдательные за ГВК, наблюдательные за давлением и т.д.). Глубина спуска кондуктора диаметром 324 и 245 мм выбирается исходя из условия предотвращения гидроразрыва пород под башмаком кондуктора при закрытом устье и полном опорожнении скважины при аварийном фонтанировании, перекрытия интервала ММП минимум на 50 м и установки башмака кондуктора в плотные консолидированные глины,

Выбранные конструкции скважин представлены в таблице 3.1. Выбор типа и марки обсадных труб производится согласно “Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин”, Москва 1997 г. На рисунке 3.1 представлена конструкция скважин 106 и 109 на месторождении «Н».

В интервале залегания ММП с целью предупреждения смятия эксплуатационной колонны давлением “обратного промерзания” выбор прочностных характеристик обсадных труб производится согласно “Регламент по креплению газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин на месторождениях Севера Тюменской области.

Таблица 3.1 – Конструкции скважин

Наименование обсадных колонн	Конструкция скважины	
	Диаметр, мм / Глубина спуска, м	Высота подъема цементного раствора, м
Кондуктор		
– добывающие	324/550	до устья
– добывающие	245/550	до устья
– наблюдательные	245/550	до устья
Эксплуатационная		
– добывающие	219/1290	до устья
– добывающие	168/1290	до устья
– наблюдательные	168/1290 (1350)	до устья

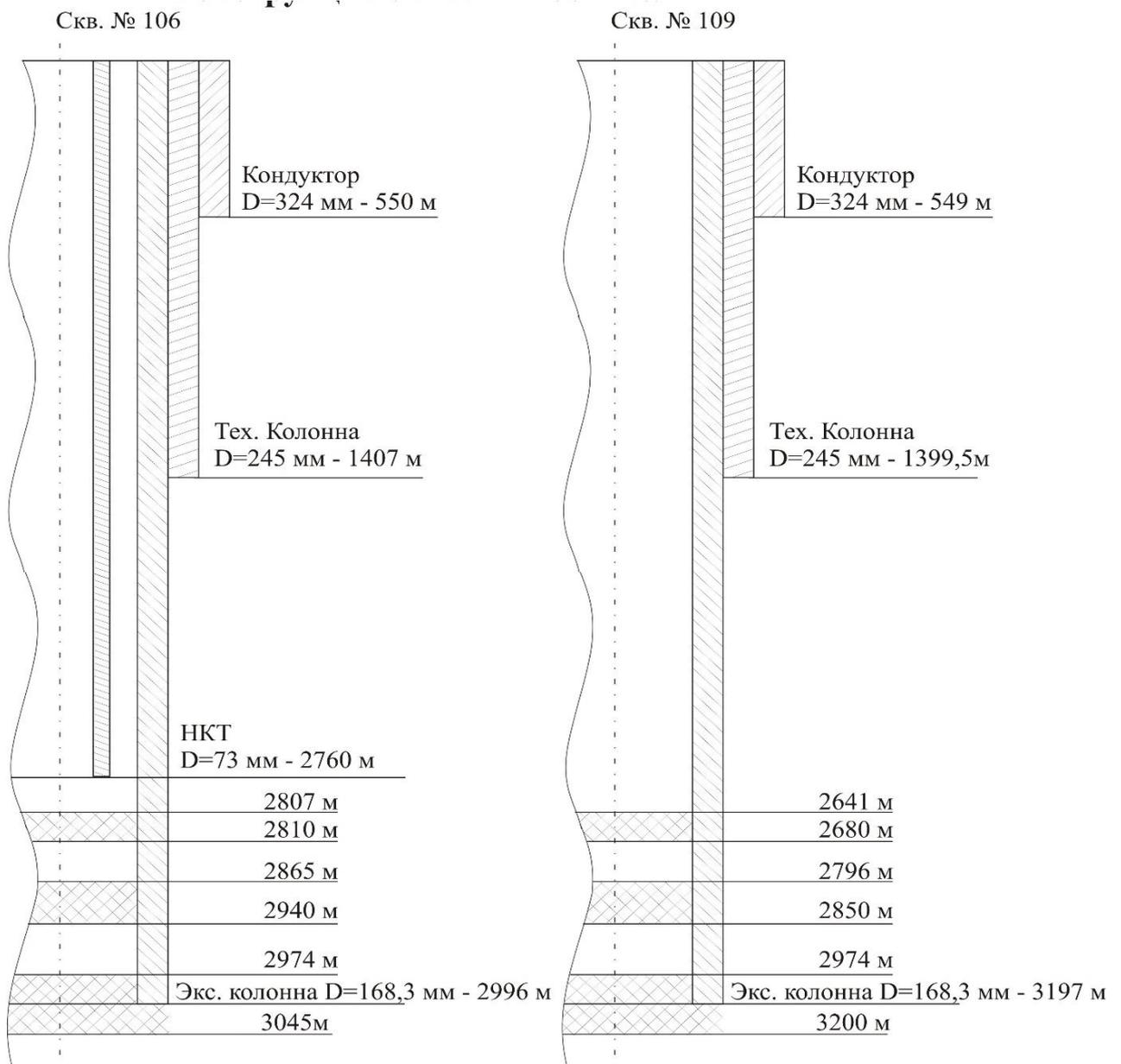


Рисунок 3.1 – Конструкция скважины 106 и скважины 109 месторождения «Н» в зависимости от глубины

Технологическая оснастка обсадных колонн при спуске их в скважину должна включать жесткие и упругие центраторы, турбулизаторы, обратный клапан, башмак. В эксплуатационной колонне над продуктивным горизонтом установлен заколонный пакер. Подъем тампонажного раствора за всеми колоннами производился до устья. В качестве тампонажных растворов был использован цементный раствор нормальной плотности 1800–1840 кг/м³ и

облегченные тампонажные растворы плотностью 1470–1500 кг/м³. В качестве облегченных тампонажных растворов могут использоваться следующие смеси:

– ЦВС – цементо–вермикулитовая смесь, приготовленная на основе цемента ПЦТ – Д0–50 и вермикулита вспученного марки 100–250 средней и мелкой фракции по ГОСТ 12865–67. Цементирование вермикулитоцементными тампонажными растворами осуществляется в соответствии с РД 9510–17–83 “Инструкция по применению вермикулитоцементных тампонажных растворов, твердеющих при пониженных температурах”;

– ОТР – облегченный тампонажный раствор на основе цемента ПЦТ Д050 и стеклянных микросфер (ТУ–6–48–108–94 Литера А) [4].

С целью предупреждения разрыва или смятия резьбовых соединений обсадных труб от температурных воздействий как в наблюдательных, так и в эксплуатационных скважинах необходимо производить натяжку эксплуатационной колонны согласно РД 00158758–192–97 “Регламента по технологическим способам, направленным на компенсацию линейных перемещений обсадных колонн при воздействии на них температур и давлений”, Тюмень 1997г.

3.2 Подземное скважинное оборудование

Эксплуатационные скважины сеноманских отложений НГКМ «М» оснащаются лифтовыми колоннами 168 мм или 114 мм соответственно для 219 или 168 мм эксплуатационной колонны и в связи с наличием ММП должны эксплуатироваться по пакерной схеме. По мере падения пластового давления возможен перевод скважин на беспакерную схему эксплуатации в соответствии со специально разработанным технологическим регламентом, согласованным с органами госгортехнадзора и противofонтанной службой. С целью предотвращения выноса песка на поздних стадиях разработки месторождения рекомендуется провести апробацию схемы эксплуатации с гравийным фильтром. Исходя из геолого–технических условий разработки месторождения компоновка лифтовой колонны представлена на Рисунке 3.2.



Рисунок 3.2 – Подземное оборудование

Пакерная схема

От устья до глубины на 50–100 м выше кровли продуктивного горизонта – лифтовая колонна диаметром 168 мм из обсадных труб марки “Д” с высокогерметичными резьбовыми соединениями (для 219 мм эксплуатационной

колонны) или диаметром 114 мм из высокогерметичных насосно-компрессорных труб (для 168 мм эксплуатационной колонны); ниже, над кровлей продуктивного пласта, – комплекс подземного скважинного оборудования типоразмера 219/168x21 (для 219 мм эксплуатационной колонны) или 168/114x21 (для 168 мм эксплуатационной колонны) отечественного или зарубежного производства с центрирующими устройствами ниже и выше пакера; ниже комплекса, до нижних перфорационных отверстий эксплуатационной колонны, подпакерный хвостовик из обсадных труб марки “Д” диаметром 168 мм (для 219 мм эксплуатационной колонны) или из насосно-компрессорных труб диаметром 114 мм (для 168 мм эксплуатационной колонны) с установленным на его башмаке срезным клапаном. Комплекс подземного скважинного оборудования должен состоять как минимум из (сверху–вниз): циркуляционного клапана, одной насосно-компрессорной трубы, эксплуатационного пакера, посадочного ниппеля с устанавливаемым в нем забойным клапаном–отсекателем, срезного клапана. При необходимости в составе лифтовой колонны возможна дополнительная установка выше циркуляционного клапана ингибиторного клапана для подачи ингибитора с целью предупреждения гидратообразования в скважине и телескопического соединения для компенсации температурных изменений длины лифтовой колонны. С целью предотвращения выноса песка на поздних стадиях разработки месторождения рекомендуется ниже срезного клапана устанавливать противопесочный фильтр, например, устройство для предотвращения пескования скважин сетчатое (УППСС), хорошо зарекомендовавшее себя на Медвежьем месторождении. Устройство обеспечивает очистку пластового флюида от мелкозернистого песка диаметром 0,01–0,02 мм. Его конструкция обеспечивает равномерность работы всей поверхности фильтрационного элемента, уменьшая его точечный абразивный износ, позволяет производить очистку устройства от скопившейся твердой фазы и его извлечение из скважины.) [5].

В качестве альтернативного варианта рекомендуется вместо традиционных комплексов, состоящих, как правило, из пакера и циркуляционного клапана, применять пакер, сочетающий в себе надежную герметизацию затрубного пространства с возможностью подачи ингибитора гидратообразования и технологических растворов непосредственно на забой скважины без применения дополнительного оборудования (циркуляционного и ингибиторного клапанов), что особенно важно при эксплуатации и ремонте скважин. Достоинством пакера является возможность его извлечения без применения специальных инструментов. При переводе скважин на беспакерную эксплуатацию извлечение такого пакера осуществляется с минимальными затратами. Пакер изготавливается Воронежским механическим заводом.

Беспакерная схема

От устья до нижних перфорационных отверстий эксплуатационной колонны – лифтовая колонна диаметром 168 или 114 мм с посадочным ниппелем и воронкой, установленной на башмаке колонны. С целью предотвращения выноса песка на поздних стадиях разработки месторождения рекомендуется низ лифтовой колонны оборудовать противопесочным фильтром.

Схема с гравийным фильтром

От устья до глубины на 50–100 м выше кровли продуктивного горизонта – лифтовая колонна диаметром 168 мм из обсадных труб марки “Д” с высокогерметичными резьбовыми соединениями (для 219 мм эксплуатационной колонны) или диаметром 114 мм из высокогерметичных насосно–компрессорных труб (для 168 мм эксплуатационной колонны); ниже, над кровлей продуктивного пласта, – комплекс подземного скважинного оборудования типоразмера 219/168x21 (для 219 мм эксплуатационной колонны) или 168/114x21 (для 168 мм эксплуатационной колонны) отечественного или зарубежного производства; ниже комплекса, до глубины на 1–2 м выше забоя – левый переводник и подпакерный хвостовик – фильтр из обсадных труб марки “Д” диаметром 168 мм (для 219 мм эксплуатационной колонны) или из насосно – компрессорных труб диаметром 114 мм (для 168 мм эксплуатационной

колонны). Комплекс подземного скважинного оборудования должен состоять как минимум из (сверху–вниз): циркуляционного клапана, одной насосно–компрессорной трубы, эксплуатационного пакера, посадочного ниппеля с устанавливаемым в нем при запакеровке пакера срезным клапаном или глухой пробкой, либо с устанавливаемым в нем при эксплуатации забойным клапаном–отсекателем [4].

Предупреждение гидратообразования в скважине и телескопического соединения необходимо для компенсации температурных изменений длины лифтовой колонны. Для достижения указанного состояния указанных элементов требуется дополнительная установка выше циркуляционного клапана ингибиторного клапана для подачи ингибитора

3.3 Наземное скважинное оборудование

Лифтовая колонна подвешивается в фонтанной арматуре, устанавливаемой на колонной головке. Тип колонных головок выбирается исходя из количества обсадных колонн в конструкции скважины. При одной эксплуатационной колонне следует производить обвязку устья односекционной клинцевой колонной головкой типа ОКК1 отечественного или зарубежного производства. Исходя из производительности скважин данного месторождения следует монтировать на устье фонтанную арматуру (Рисунок 3.3) с условным проходом ствола и рабочих струн 150 или 100 мм, с ручным приводом, оборудованную манометрами и термометром. Для обвязки устья рекомендуются колонные головки и фонтанные арматуры Воронежского механического завода [5].

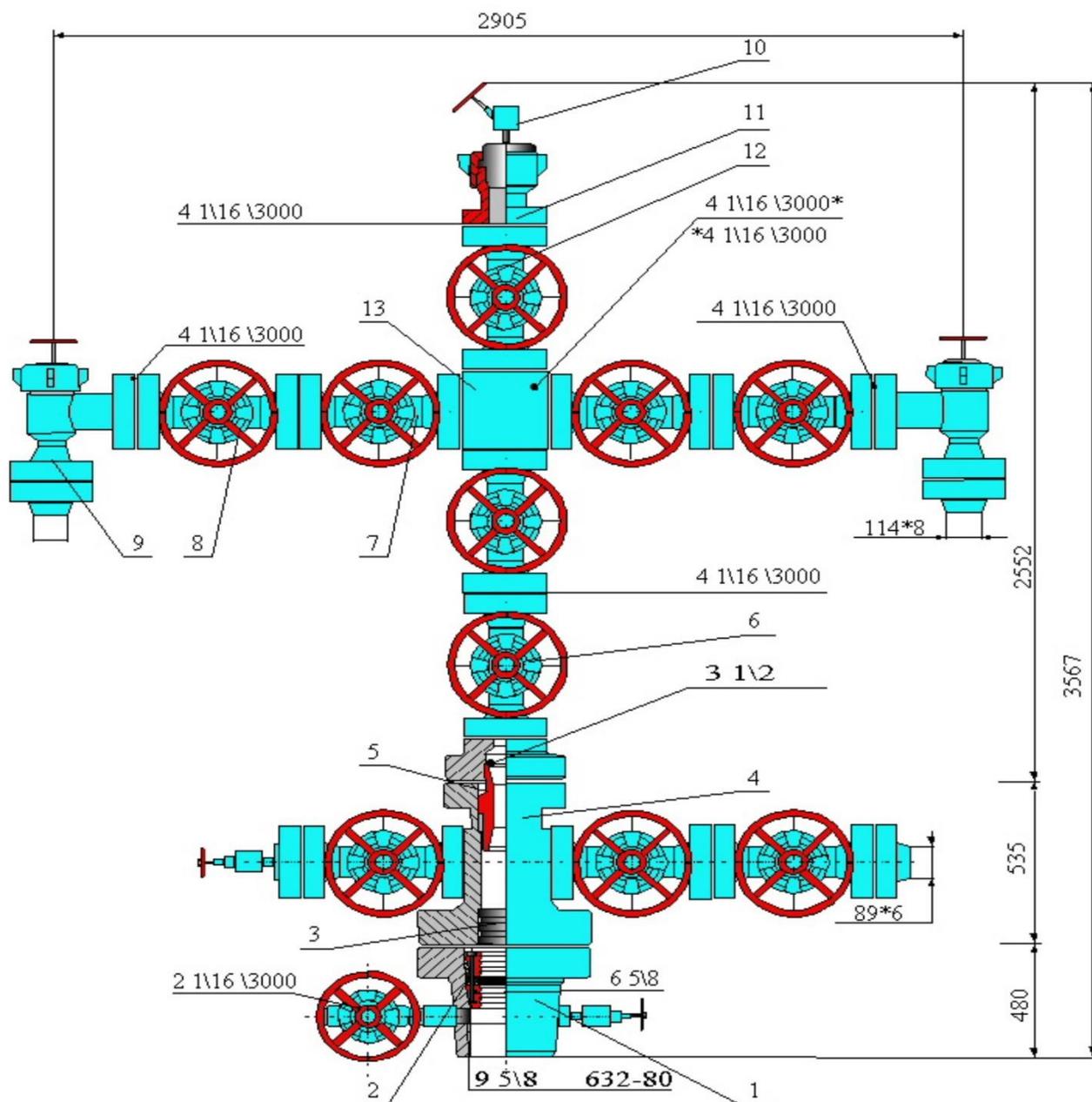


Рисунок 3.3 – Фонтанная арматура АФК6В–100×210 К2 Воронежского завода (ВМЗ):

1 - колонная головка; 2 - клиновья подвеска; 3 - пакерующий элемент; 4 - крестовина (трубная головка); 5 - подвеска НКТ; 6 - центральная задвижка; 7 - задвижка 1 МС1Б-100×21 К2; 8 - задвижка ЗМС1Б-100П×21 К2; 9 - регулируемый штуцер; 10 - шприцевочный клапан; 11 - буферный фланец; 12 - задвижка ЗМС1 Б-100×21 К2; 13 - крестовина; 14 – катушка.

3.4 Обустройство куста газовых скважин

Эксплуатационные скважины (одна вертикальная, другие наклонно направленные) располагаются на одной кустовой площадке. Устье скважин обвязывается манифольдом, в состав которого должны входить: устьевой

клапан–отсекатель, быстросъемное сужающее устройство, прямоточные задвижки. Устье скважины оборудуется двумя задавочными линиями с обратными клапанами и быстросъемными соединениями, метаноолопроводом, единой для всех скважин куста факельной линией в подземном исполнении с горизонтальным или вертикальным факельным устройством, измерительной установкой или сепаратором (Рисунок 3.4).

Кустовая площадка должна иметь фундаменты под передвижные подъемные агрегаты для капитального ремонта скважин, якоря под оттяжки подъемных агрегатов, емкости под технологические растворы (необходимые для ремонта скважин), должна быть обвалована и иметь подъездные пути [4].

Оптимальной схемой размещения скважин на кустовой площадке следует считать схему обвязки с расположением фонтанной арматуры перпендикулярно оси скважин с использованием уже построенного при бурении амбара ГФУ. Схема обеспечивает уменьшение металлоемкости и снижение потерь давления в обвязке. Допускается применение схемы с расположением арматуры параллельно оси скважин, которая предпочтительна при размещении оборудования и спецтехники при ремонте скважин.

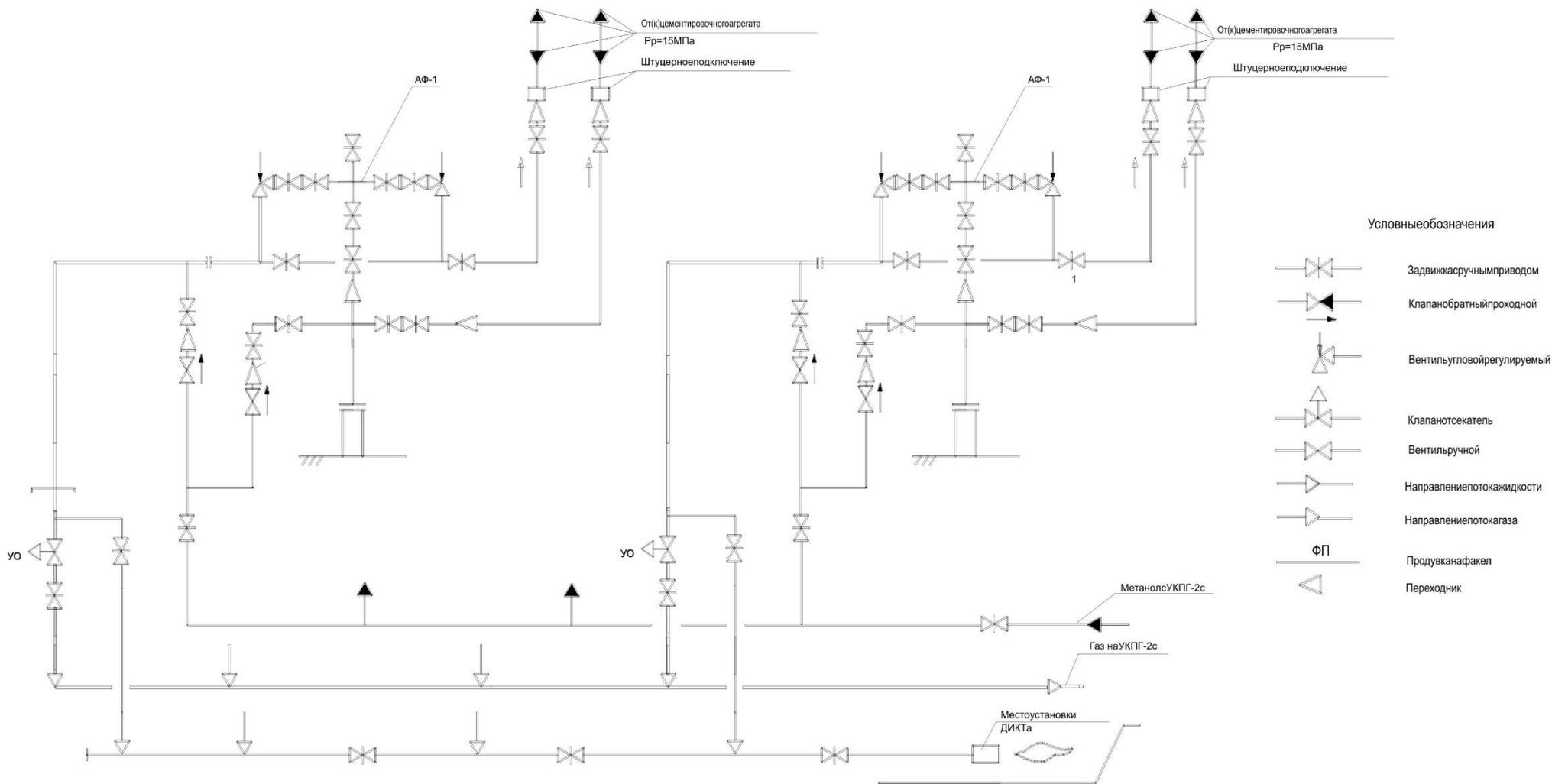


Рисунок 3.4 – Схема устройства куста скважин

3.5 Эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт скважин

После прогрева скважины и выхода ее на температурный режим запустить скважину в работу по газосборному коллектору на УКПГ или на сборный пункт предварительной подготовки газа. При необходимости, особенно в начальный период, подавать на устье скважины ингибитор гидратообразования, например, метанол.

Добычу и транспортировку газа на дневную поверхность необходимо осуществлять по трубному пространству лифтовой колонны, стволу и рабочим струнам фонтанной арматуры и далее по газосборному коллектору. При этом затрубное пространство скважины должно быть перекрыто пакером и заполнено незамерзающей герметизирующей жидкостью.

При прорыве лифтовой колонны или разрушении фонтанной арматуры или шлейфа забойный клапан–отсекатель автоматически закроется и перекроет трубное пространство скважины. Глушение скважины, оборудованной серийно выпускаемыми пакерами, производится после извлечения забойного клапана–отсекателя путем подачи задавочной жидкости по затрубному пространству между эксплуатационной и лифтовой колоннами через ранее открытый с помощью "канатной техники", циркуляционный клапан в трубное пространство и на забой скважины [5].

Глушение скважины, оборудованной пакером, производится после извлечения забойного клапана–отсекателя путем подачи задавочной жидкости по затрубному пространству через перепускное устройство пакера, открываемое от перепада давления над и под пакером, непосредственно на забой скважины. Извлечение лифтовой колонны без пакера при ремонте скважины производится после отсоединения колонны от пакера в разъединителе колонны пакера.

Ремонт скважины без извлечения пакера необходимо производить после установки в посадочном ниппеле глухой пробки. Извлечение серийно выпускаемого пакера осуществляется с помощью специального инструмента, входящего в комплект комплекса подземного оборудования. Извлечение пакера

осуществляется на лифтовой колонне без использования какого-либо специального инструмента.

3.6 Предупреждение осложнений при эксплуатации скважин

Опыт эксплуатации газоконденсатных скважин в условиях низких температур показывает, что основные осложнения связаны с образованием гидратных пробок в НКТ и устье, а также в период прогрева скважины после ее пуска.

Для предотвращения образования гидратов производится закачка в скважину ингибитора гидратообразования метанола. Подача ингибиторов гидратообразования на кустовые площадки и к скважинам осуществляется по стационарным коммуникациям. Проведение указанных мероприятий необходимо и для вводимых в эксплуатацию после простоя скважин. [4].

В процессе эксплуатации скважин нередко случаи появления межколонных газопроявлений, возникающих по различным геологическим, техническим или технологическим причинам. Для предотвращения заколонных перетоков газа из сеноманской залежи в конструкции скважины предусмотрен заколонный пакер ПДМ-168-1.. Если все же межколонные газопроявления присутствуют, то природа их происхождения тщательно изучается, после чего принимается решение о возможности дальнейшей эксплуатации или вывода скважины на ремонт.

Для обеспечения возможности проведения ремонта устьевого оборудования скважин под давлением в составе лифтовой колонны предусмотрен посадочный ниппель, в который перед ремонтными работами устанавливается глухая пробка или предохранительный клапан, перекрывающие трубное пространство скважины

4 Цели и задачи исследований пластов и скважин

Проведение исследования скважин в процессе разведки, опытной и промышленной эксплуатации происходит в первую очередь для приобретения начальных данных установления запасов газа, проектирования разработки месторождений, обустройства промысла, установления технологического режима работы скважин, который обеспечивает эксплуатацию последних при оптимальных условиях без осложнений и аварийных ситуаций, оценки эффективности работ по интенсификации и контроля за разработкой и эксплуатацией [6].

Геолого-технические условия определяют содержание и объем исследовательских работ.

Испытания газовых скважин имеют определенную классификацию.

По назначению испытания газовых скважин подразделяются на следующие:

1. Первичные исследования. Данный вид исследований производится на разведочных скважинах после проведения бурения. Цель проведения указанных исследований выражается в определении добываемых возможностей скважины, а именно максимального дебита. Его получение возможно, на основании геолого-технических условий, оценки параметров пласта и определения начальных рабочих дебитов для опытной эксплуатации;

2. Текущие исследования. Указанные исследования необходимы для определения и уточнения технологического режима работы, а также текущей проверки параметров призабойной зоны пласта и скважины. Проверка параметров в свое время производится один раз в год или чаще, в зависимости от условий работы скважин;

3. Контрольные исследования. Их проведение осуществляется с определенной периодичностью для проверки качества текущих исследований, установления параметров пласта, формирования проекта разработки, а также анализа разработки месторождения;

4. Специальные исследования. Проведение таких исследований происходит перед непосредственной остановкой скважины на ремонт или в случае выхода ее из ремонта, перед осуществлением консервации скважины и расконсервации, а также до и после работ по интенсификации притока газа. Кроме того, к специальным исследованиям относят испытания газоконденсатных скважин и испытания, которые проводятся для установления влияния засорения призабойной зоны глинистым раствором, а также испытания по выявлению скопления жидкости в стволе и призабойной зоне при дифференцированных условиях работы скважины [7].

4.1 Газогидродинамические исследования скважин при стационарных режимах фильтрации

По результатам проведения исследований скважин при условии стационарных режимов (метод противодавления или установившихся отборов) определяют следующее:

- зависимость дебита газа от депрессии на пласт и давления на устье;
- оптимальные рабочие дебиты газа и причины их ограничений;
- уравнение притока газа к забою скважины;
- коэффициенты фильтрационного сопротивления, которые применяются для установления необходимой характеристики скважины и призабойной зоны пласта, произведения расчета технологического режима, а также оценки эффективности методов интенсификации притока газа;
- абсолютно свободный и свободный дебиты газа, которые используются для проведения оценки возможностей пласта и скважины;
- условия разрушения призабойной зоны, скопления примесей на забое и их выноса из скважины; количество выносимых твердых частиц и жидкости (воды и конденсата) в зависимости от депрессии на пласт;
- изменение давления и температуры в стволе скважины в зависимости от дебита газа.

4.2 Методика проведения испытания газовых скважин и способы обработки индикаторных кривых

Изначально предприятием составляется подробная программа испытаний на каждой скважине в зависимости от ее состояния, далее происходит подготовка приборов и оборудования, которое устанавливается на скважине. Количество твердых примесей устанавливается при помощи породоуловителя.

Для очищения забоя от жидкости или твердых частиц перед испытанием необходимо продуть скважину, при этом провести измерения с момента пуска дебит газа и давление на головке и в затрубном пространстве теми же приборами, что и при испытании. При проведении продувки требуется учитывать, что в случае высоких дебитов газа из пласта могут выноситься в большом количестве твердые частицы. Данное явление выступает причиной разъедания оборудования, а также появления пробки на забое, а при наличии подошвенной или контурной воды — прорыва водяного конуса или языка в скважину.

В ходе проведения испытания скважины, с помощью метода установившихся отборов для всех режимов измеряют дебит газа, температуру, давление на головке и в затрубном пространстве. При обычных испытаниях параметры замеряют не менее чем на шести режимах.

Проведение испытаний происходит при помощи перехода от меньших дебитов к большим, помимо этого, две-три контрольные точки снимают в обратном порядке — от больших дебитов к меньшим.

Измерение давления и дебита происходит непрерывно, с момента запуска скважины до их стабилизации на определенном режиме работы. Значения их, которые применяются при обработке результатов испытаний для построения индикаторной кривой, определяются в случае фактически полной стабилизации давления.

Для наиболее точного установления дебита газа и измерения количества и состава жидкости и твердых частиц, появляющихся в процессе испытания скважины на разных режимах, перед прибором устанавливается

породоуловитель или сепараторы, конструкции которых выбирают, учитывая при этом условия работы скважины.

В ходе проведения процесса испытания газоконденсатных скважин для определения количества выпадающего конденсата при различных давлениях и температурах необходимо использовать определенную передвижную сепарационную установку, которая позволяет наиболее точно установить количество жидкости, выделяющейся при разнообразных режимах работ.

Чтобы избежать лишние потери газа нужно стремиться к тому, чтобы при испытании скважин на различных режимах подавать газ в газопровод. Выпускать его в атмосферу возможно только в тех случаях, если скважина не подключена к газопроводу или давление, имеющееся в газосборных сетях, не дает возможности получить нужный диапазон дебитов и депрессий. Проводить испытание скважины при подаче газа в газопровод категорически нельзя, в случае если давление в газосборных сетях составляет 50% или более от давления на устье, кроме того при колебании давления в газосборной сети в течение всего времени испытаний на данном режиме работы скважины. Указанные обстоятельства имеют отношение только к тем скважинам, период стабилизации давления в которых весьма значителен.

Осуществление контроля за качеством полученных данных при проведении испытания производится посредством первичной их обработки непосредственно на скважине. В случае обнаружения значительного разброса точек или аномального вида индикаторной кривой испытания повторяют. [7]

4.3 Газодинамические исследования на стационарном режиме

4.3.1 Цели и задачи исследований на стационарном режиме

Проведение стандартных исследований газовых скважин месторождения «Н» проходит по «Стандартной методике», т.е. при режимах, которые установились. Данные исследования проводят для определения следующих параметров:

1. Геометрические характеристики залежи, а именно общие размеры газоносного резервуара, изменение общей и эффективной мощности пласта по площади и разрезу, границы газоносной залежи, размеры экранов и непроницаемых включений, положение газоводяного контакта и его изменение в процессе разработки;

2. Коллекторские и фильтрационные свойства пласта (пористость, проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность, сжимаемость пласта, газонасыщенность, пластовые, забойные и устьевые давления и температуры), их изменение по площади и разрезу пласта, а также по стволу газовой скважины;

3. Физико-химические свойства газа и жидкостей (вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости, влажность газа), условия образования гидратов и их изменение в процессе разработки залежи;

4. Гидродинамические и термодинамические условия в стволе скважины в процессе эксплуатации;

5. Изменение фазовых состояний при движении газа в пласте, стволе скважины и по наземным сооружениям в процессе разработки залежи;

6. Условия скопления и выноса жидкости и твердых примесей из забоя скважины, эффективность их отделения;

7. Технологический режим работы скважин в случае различных факторов, таких, как возможность разрушения призабойной зоны пласта, наличие подошвенной воды, влияние температуры продуктивного пласта и окружающей ствол скважины среды, многопластовость и неоднородность залежи. [8]

4.3.2 Определение коэффициентов фильтрационного сопротивления А и В

Физические свойства газа, фильтрационные свойства пористой среды и геометрические параметры фильтрации, характеризуются коэффициентами фильтрационных сопротивлений. Данные коэффициенты используются, при проведении проектирования и анализе разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Коэффициенты фильтрационных сопротивлений зависят:

- от состава газа, фазовых переходов при проведении испытания и эксплуатации скважин, свойств газа и газоконденсатной смеси;
- от законов фильтрации;
- от механических, емкостных и фильтрационных свойств пористой среды, анизотропии пласта;
- от продолжительности проведения испытания на определенных режимах;
- от термобарических параметров пористой среды и газа;
- от конструкции скважины и степени совершенства вскрытия пласта;
- от качества вскрытия продуктивного разреза, промывочного раствора и проведения ремонтно-профилактических работ в скважине;
- от величины газонасыщенности (газонефтенасыщенности при наличии нефтяной оторочки) пласта и других факторов и параметров [6].

Коэффициенты А и В определяются по универсальным формулам:

$$A = \frac{\sum y \sum (x^2) - \sum x \sum (xy)}{N \sum (x^2) - (\sum x)^2}, \frac{\text{МПа}^2}{\text{тыс.м}^3/\text{сут}} \quad (4.1)$$

$$B = \frac{N \sum xy - \sum x \sum y}{N \sum (x^2) - (\sum x)^2}, \left(\frac{\text{МПа}}{\text{тыс.м}^3/\text{сут}} \right)^2 \quad (4.2)$$

где N – число режимов работы скважины;

x и y имеют разные значения в зависимости от метода обработки, которые подробно расписаны в главе 6.

Без наличия значений величин коэффициентов А и В невозможно провести прогноз дебитов скважин при проведении разработки, следовательно, и добычные возможности месторождения в целом. Таким образом, установление коэффициентов А и В выступает одной из главных задач при подготовке месторождения к разработке. В результате исследования скважин устанавливаются величины коэффициентов А и В, и при проектировании разработки месторождений они считаются известными. Абсолютно естественным является то, что любая из скважин имеет свой определенный

коэффициент фильтрационных сопротивлений. Следовательно, при проектировании разработки месторождения устанавливаются осредненные (арифметическое, или по дебитам и желательно при одинаковых депрессиях на пласт по скважинам, по которым осредняются данные коэффициенты) значения коэффициентов А и В.

5 Исследовательские работы в скважинах

Исследовательские работы в скважинах НГКМ «Н» проводились геологической службой ООО «Газпром добыча Ямбург» в течение 2016 года по плану, согласованному с ОР и ПГ, ГПУ и утвержденному главным геологом. В перечень исследовательских работ вошли:

- замер рабочих параметров на скважинах эксплуатационного фонда;
- замер статических давлений на устье эксплуатационных и наблюдательных скважин;
- проведение газодинамических исследований скважин;
- проведение специальных исследований скважин коллектором «Надым-1»;
- проведение глубинных замеров;
- обследование технического состояния скважин;
- отбор проб жидкости на устье скважин;
- шаблонирование ствола скважины с определением текущего забоя.

5.1. Газодинамические исследования скважин

В течение 2016 года с целью определения продуктивных характеристик пласта проведено 236 стандартных газодинамических исследований скважин, эксплуатирующих сеноманскую залежь. По промыслам общее количество исследований распределились следующим образом:

УКПГ–1	–	17 исследований;
УКПГ–2	–	41 исследование;
УКПГ–3	–	4 исследования;

УКПГ–4	–	18 исследований;
УППГ–4А	–	5 исследований;
УКПГ–5	–	20 исследований;
УКПГ–6	–	23 исследования;
УКПГ–7	–	9 исследований;
УКПГ–9	–	78 исследований;
ТП–9	–	14 исследований;

Не вошли 7 исследований на скважинах, ожидающих капитального ремонта или после проведения ремонта (скв. №1141, 2098, 4062, 4102, 4144, 6077, 7125). Вследствие большого выноса жидкости из этих скважин и (или) низких устьевых параметров при обработке результатов были получены отрицательные коэффициенты.

Дебиты на исследованных в 2016 году скважинах при стандартных газодинамических исследованиях, а также при специальных газодинамических исследованиях коллектором «Надым-1», на различных шайбах изменяются в диапазонах:

УКПГ–1	$t_{cp.} = 6,5^{\circ}\text{C}$	$Q = 26,9 - 424,5 \text{ тыс.м}^3/\text{сут};$
УКПГ–2	$t_{cp.} = 9,1^{\circ}\text{C}$	$Q = 19,3 - 392,4 \text{ тыс.м}^3/\text{сут};$
УКПГ–3	$t_{cp.} = 10,9^{\circ}\text{C}$	$Q = 21,5 - 314,8 \text{ тыс.м}^3/\text{сут};$
УКПГ–4	$t_{cp.} = 6,1^{\circ}\text{C}$	$Q = 22,6 - 622,2 \text{ тыс.м}^3/\text{сут};$
УППГ–4А	$t_{cp.} = 5,6^{\circ}\text{C}$	$Q = 159,1 - 606 \text{ тыс.м}^3/\text{сут};$
УКПГ–5	$t_{cp.} = 9,9^{\circ}\text{C}$	$Q = 24,1 - 357,6 \text{ тыс.м}^3/\text{сут};$
УКПГ–6	$t_{cp.} = 5,2^{\circ}\text{C}$	$Q = 16,6 - 280,2 \text{ тыс.м}^3/\text{сут};$
УКПГ–7	$t_{cp.} = 4,7^{\circ}\text{C}$	$Q = 26,1 - 393,8 \text{ тыс.м}^3/\text{сут};$
УКПГ–9	$t_{cp.} = 17^{\circ}\text{C}$	$Q = 96 - 941,2 \text{ тыс.м}^3/\text{сут};$
УППГ–10	$t_{cp.} = 13^{\circ}\text{C}$	$Q = 187,9 - 750,9 \text{ тыс.м}^3/\text{сут};$
ТП–9	$t_{cp.} = 11,2^{\circ}\text{C}$	$Q = 189,1 - 1067,3 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}.$



Рисунок 5.1 – Средняя температура газа месторождения «Н»



Рисунок 5.2 – Дебит скважин

Таблица 5.1 – Динамика средних значений фильтрационных коэффициентов по УКПГ

№ УКПГ	Средние значения коэффиц. А/В	Средние значения коэффиц. А/В	Средние значения коэффиц. А/В	Средние значения коэффиц. А/В	Средние значения коэффиц. А/В	Средние значения коэффиц. А/В	Средние значения коэффиц. А/В	Средние значения коэффиц. А/В
	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.
1	0,3727 0,84*10 ³	0,7540 0,768*10 ³	0,5381 0,424*10 ³	0,457 2,215*10 ³	1,364 2,851*10 ³	0,7409 1,1749*10 ³	0,9055 0,9206*10 ³	0,9269 2,659*10 ³
2	0,1783 0,558*10 ³	0,1904 0,477*10 ³	0,2191 0,435*10 ³	0,179 0,277*10 ³	0,56 0,47*10 ³	0,4333 3,3320*10 ³	0,9256 0,8894*10 ³	0,3222 1,1285*10 ³
3	0,2656 0,265*10 ³	0,2732 0,619*10 ³	0,3739 0,300*10 ³	0,33 1,45*10 ³	0,39 1,55*10 ³	0,672 0,9303*10 ³	0,1218 0,1442*10 ³	0,187 1,0678*10 ³
4	0,70305 0,800*10 ³	0,4550 1,126*10 ³	0,9647 1,033*10 ³	0,555 1,237*10 ³	1,631 2,519*10 ³	0,8787 1,3957*10 ³	0,5283 1,5487*10 ³	0,6478 1,6772*10 ³
4А				1,431 0,831*10 ³	1,458 1,069*10 ³	1,1679 1,026*10 ³	0,7463 0,8759*10 ³	2,5298 3,2726*10 ³
5	0,24 0,826*10 ³	0,2806 0,351*10 ³	0,2954 0,413*10 ³	0,2165 1,023*10 ³	1,335 2,229*10 ³	0,5031 0,6942*10 ³	0,4235 0,8113*10 ³	0,259 0,5721*10 ³
6	0,34562 0,589*10 ³	0,4506 0,778*10 ³	1,1477 2,08 *10 ³	0,984 2,02*10 ³	1,312 1,921*10 ³	0,9621 2,58*10 ³	0,5726 2,3188*10 ³	0,8223 2,865*10 ³
7	0,6977 0,686*10 ³	0,5069 0,847*10 ³	0,8451 1,983*10 ³	0,6 1,07*10 ³	1,808 2,141*10 ³	0,8634 1,1188*10 ³	0,9229 3,0495*10 ³	1,1529 2,5197*10 ³
8	1,1789 1,277*10 ³	0,8841 0,439*10 ³	2,245 0,838*10 ³	2,46 1,07*10 ³	1,022 1,065*10 ³	1,0843 0,967*10 ³	1,2357 1,3692*10 ³	
9					1,411 1,931*10 ³	0,3313 1,7359*10 ³	0,1845 0,2176*10 ³	0,1952 0,2307*10 ³
10						0,548 2,459*10 ³	2,3277 1,3595*10 ³	6,276 0,7037*10 ³
ТП-9							1,1508 0,5427*10 ³	0,7221 0,3594*10 ³

В скважинах, пробуренных на неокомские отложения, в 2016 году проведено 68 стандартных газодинамических исследований (УКПГ–1В – 33; УППГ–2В – 16; УППГ–3В – 19), в том числе 22 исследования скважин после капитального ремонта с проведением ГРП, и 5 исследований на скважинах, выведенных из незавершенного производства, также с проведением ГРП. Не вошли 3 исследования (скв. № 11503, 22407, 32201) после расчёта которых были

получены отрицательные коэффициенты А или В (следствие интенсивного выноса жидкости на режимах и низких устьевых параметров скважин). По программе работ ПФ «Севергазгеофизика» на скважинах №№ 10701, 10702, 10804, 11302, 11304, 12907, 21403, 21607, 21702, 22007, 22407, 30101, 30102, 30301, 30508, 31012, 31602, 31803, 32204 проведены однорежимные исследования, результаты которых не отображаются в таблице из-за недостаточной информативности.

Дебиты скважин, пробуренных на 1-ый и 2-ой эксплуатационные объекты, изменялись в диапазоне:

УКПГ–1В от 60 тыс.м³/сут (скв. 12104 на Ø 6.3мм);
до 428 тыс.м³/сут(скв. 12905 на Ø 19.2мм).

УППГ–2В от 66 тыс.м³/сут (скв. 22007 на Ø 6.4мм);
до 359 тыс.м³/сут(скв. 22010 на Ø 19.1мм).

УППГ–3В от 97 тыс.м³/сут (скв. 30503 на Ø 7.93мм);
до 278 тыс.м³/сут(скв. 30701 на Ø 15.1мм).

Таблица 5.2 Средние значения фильтрационных коэффициентов по УКПГ

Годы	УКПГ	Кэфф. А		Кэфф. В	
		I объект	II объект	I объект	II объект
2003	1В	9,59	96,049	0,01	0,183
2004	1В	0,00	142,501	0,00	0,092
	3В	19,94	49,152	0,02	0,026
2005	1В	1,35	130,121	0,00	0,107
	2В	0,00	78,832	0,00	0,051
	3В	29,58	34,119	0,03	0,022
2006	1В	30,12	54,232	0,07	0,057
	2В	0,00	184,644	0,00	0,034
	3В	24,25	37,018	0,02	0,024
2007	1В	15,09	96,142	0,01	0,053
	2В	85,15	144,548	0,01	0,044
	3В	21,93	38,315	0,03	0,038
2008	1В	17,28	78,436	0,01	0,035

Годы	УКПГ	Коэфф. А		Коэфф. В	
		І объект	ІІ объект	І объект	ІІ объект
	2В		88,992		0,022
	3В	29,6	38,839	0,04	0,041
2009	1В	51,33	119,623	0,15014	0,21505
	2В	-	140,3048	-	0,4601
	3В	45,3969	62,332	0,11613	0,04903
2010	1В	8.926	83.042	0.012	0.117
	2В	-	103.749	-	0.183
	3В	17.624	28.895	0.014	0.055
2011	1В	41,942	95,012	0,101	0,127
	2В	-	96,248	-	0,195
	3В	36,876	50,196	0,038	0,135
2012	1В	44,699	112,956	0,115	0,255
	2В	-	89,948	-	0,124
	3В	33,836	49,227	0,142	0,113
2013	1В	49,127	89,141	0,322	0,332
	2В	-	101,936	-	0,397
	3В	35,369	57,041	0,099	0,138
2014	1В	52,900	49,076	0,174	0,123
	2В	-	73,073	-	0,206
	3В	30,912	34,765	0,107	0,108
2015	1В	38,871	68,128	0,077	0,135
	2В	-	62,004	-	0,305
	3В	49,018	34,508	0,154	0,091
2016	1В	52,091	40,772	0,106	0,195
	2В	-	78,005	-	0,130
	3В	26,958	28,089	0,044	0,242

5.2. Замеры статических давлений в газовых и газоконденсатных скважинах

Замеры статических давлений в скважинах, эксплуатирующих сеноманскую залежь, проводились ежеквартально (І, ІІІ кварталы – нечетные

скважины куста, II, IV кварталы – четные), по фонду наблюдательных и разведочных скважин замеры проводились в зимний период.

В 2016 году статическими замерами охвачен практически весь фонд скважин, за исключением скважин, где отсутствовала возможность проведения работ по следующим причинам:

- отсутствие дорог;
- неудовлетворительное состояние фонтанной арматуры (технические неисправности);
- невозможность остановки скважин по технологическим причинам (низкие температуры шлейфа).

Всего по эксплуатационному фонду сеноманских скважин в 2016 году проведено 2819 замеров устьевых статических параметров, сюда вошли замеры при плановых остановках, при проведении ГДИ (ГДК- газодинамический каротаж), при специальных исследованиях коллектором «Надым-1», а также при замере пластового давления глубинными приборами. По фонду наблюдательных и разведочных скважин № 2Н, 6Н, 8Н, 53Н, 54Н, 58Н, 62Н, 63Н, 64Н, 65Н, Р-02, Р-03, Р-04, Р-05, Р-06, Р-07, Р-08, Р-09, 155Р, 442Р, 443Р, 444Р, 445Р, 447Р, 448Р, 449Р проведен 71 замер статических параметров.

На неокомских скважинах действующего фонда УКПГ–1В, УППГ–2В, УППГ–3В в 2016 году было проведено 67 замеров устьевых статических параметров во время проведения ГДИ. Во время плановых остановок ГП по действующему фонду проведено 193 замера устьевых статических параметров. В результате проделанной работы было определено, что время восстановления статического давления на неокомских скважинах – от 3 до 24 часов.

5.3. Специальные газодинамические исследования

Специальные газодинамические исследования скважин сеноманского эксплуатационного фонда нефтегазоконденсатного месторождения «Н» коллектором «Надым-1» в 2016 году проводились Ямбургской геологической службой ООО «Газпром добыча Ямбург» по плану работ, утвержденному

главным геологом, согласно технологическому регламенту РД 04819760-156-98 ТюменНИИГипрогаз г. Надым – 1998 г. Перечень скважин определялся отделом разработки и промысловой геофизики.

Специальные газодинамические исследования скважин с применением коллекторов «Надым-1» проводятся методом установившихся отборов с целью определения производительности и количественного содержания жидкости и механических примесей в газовом потоке скважины для назначения или подтверждения технологического режима работы скважины в процессе эксплуатации. Согласно регламенту проводилось шаблонирование, и определялся текущий забой скважины. Исследования проводились на 3-х режимах «прямого хода», с уменьшением диаметра диафрагм. На каждом режиме определялось количественное содержание мех. примесей и жидкости в газовом потоке и расход «сухого» газа.

При наличии выноса жидкости и мех. примесей, на режиме проводился отбор проб с предоставлением в хим. лабораторию УНИПР (жидкость – гидрохимический анализ, мех. примесь – весовая характеристика).

В 2016 году проведено 86 исследований коллектором «Надым–1», в том числе 42 исследования было выполнено по заявкам УИРС (до и после КРС), ГПУ и указанию руководства УГР и ЛМ. На скважинах 4043, 6111 провести исследования перед КРС коллектором «Надым–1» не удалось. В скважине 4043 при замере Рпл на глубине 1001 м отмечался уровень жидкости. После запуска скважины на факел в течение 80 минут происходил интенсивный вынос жидкости и мех. примесей, контейнеры для жидкости заполнялись за 15 – 20 минут. Для предотвращения выхода из строя («промывки») коллектора «Надым–1» исследования были остановлены. В скважине 6111 уровень жидкости отмечен на глубине 1150 м. После запуска скважины на факел происходило постоянное падение давления (стравливалась газовая «шапка»), жидкость из скважины не выносилась. Дальнейшие исследования были остановлены. В сводную таблицу исследования по этим скважинам не вошли.

Распределение количества исследований по газовым промыслам выглядит следующим образом:

ГП – 1 – 12 исследований;

ГП – 2 – 5 исследований;

ГП – 3 – 31 исследование;

ГП – 4 – 9 исследований;

ГП – 4А – 3 исследования;

ГП – 5 – 15 исследований;

ГП – 6 – 6 исследований;

ГП – 7 – 2 исследования;

ГП – 10 – 3 исследования.

Результаты исследования скважин коллектором «Надым-1» оформлялись соответствующими “Актами о специальном исследовании скважины”, в которых приводятся сведения о конструкции скважины, статическом устьевом и пластовом давлении и температуре, давлений на буфере, ДИКТе, затрубном пространстве, температуре и дебите скважины на каждом из режимов. Приведены объем и удельный вынос жидкости и мех.примесей на каждом режиме.

Удельное содержание жидкости в потоке газа определялось по формуле:

$$W_B = \frac{1440 \times V_B}{Q \times t}, \text{ где} \quad (5.1)$$

W_B – удельное содержание жидкости, $\text{см}^3/\text{м}^3$;

V_B – количество жидкости, полученной на режиме, литр;

Q – дебит газа на режиме, тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$;

t – время работы на режиме, мин;

1440 – переводной коэффициент (количество минут в сутках).

Удельное содержание выносимых механических примесей в газовом потоке определялось по формуле:

$$W_n = \frac{1440 \times V_n}{Q \times t}, \text{ где} \quad (5.2)$$

W_n – удельное содержание механических примесей, мг/м³;

V_n – количество мех. примесей, отобранных на режиме, гр;

Q – дебит газа на режиме исследования, тыс.м³/сут;

t – время работы на режиме, мин;

1440 – переводной коэффициент (количество минут в сутках),

В “Актах...” приводятся коэффициенты фильтрационного сопротивления A и B , входящие в двучленное уравнение притока газа к забою скважины, также две графические зависимости:

- удельное содержание жидкости от дебита;
- удельное содержание мех.примеси от дебита.

5.4. Специальные исследования низкодебитных скважин

В течение 2016 года проводились работы по исследованию и определению причин наличия скважин низкодебитного фонда. Всего было выделено 70 скважин. Анализ имеющейся информации позволяет сделать следующий вывод. Основная причина низкой продуктивности – уменьшение газоотдающих толщин вследствие отсечения обводнившихся коллекторов в процессе водоизоляционных работ и естественное снижение пластового давления. Для уточнения причин низкой продуктивности в текущем году были проведены следующие работы: шаблонирование 36 скважин, ГИС-контроль выполнен на 53 скважинах, нормализация забоя с использованием койлтубинговой установки на 8 скважинах, 44 ГДИ и НАДЫМ на 30 скважинах. По данным исследований 2016 года установлено, что основной причиной падения продуктивности являются низкие ФЕС, уменьшение Нэф. в результате скопления на забое конденсационной воды и мех. примесей в совокупности со снижением пластового давления. На 1 скважине зафиксирован водоприток. В 1 скважине установлен обрыв НКТ. Таким образом, наличие скважин низкодебитного фонда обусловлено объективными причинами и настоятельно требует разработки технологий по интенсификации притока в условиях аномально низкого пластового давления.

В качестве одного из методов повышения продуктивности скважин рассматривалась нормализация забоя с использованием койлтюбинговой установки. В течение 2016 года в соответствии с программой первоочередных мероприятий и программы специальных исследований промывки песчано-жидкостных пробок были проведены на 12 скважинах в совокупности с ГДИ и ГИС. Кроме того, работы с использованием койлтюбинговой установки были проведены ещё на 8 скважинах. Отмечена невысокая эффективность данного мероприятия. На 10 скважинах (1096, 1133, 2022, 3104, 4165, 4166, 4173, 5028, 5072, 5077) получен положительный эффект, причем на 7 из них (1096, 1133, 3104, 4165, 4166, 5028, 5072) эффект непродолжителен и к 01.03.2017 продуктивность этих скважин восстановилась или снизилась относительно первоначальной. По состоянию на 01.03.2017 продуктивность скважины 2022 увеличилась на 7.3 тыс.м³*атм/сут, скважины 4173 на 42.9 тыс.м³*атм/сут, скважины 5077 на 72.4 тыс.м³*атм/сут. На остальных скважинах (2021, 2098, 4043, 4115, 4116, 5095, 6076, 7021, 7054, 7071) положительный эффект не отмечен, что вызвано как геологическими (обводнение продуктивных коллекторов), так технологическими (кальматация коллекторов в процессе промывки и т.д.) причинами. Таким образом, учитывая, что геологическому строению сеноманской залежи характерно расположение коллекторов высокого класса преимущественно в нижней части разреза и то, что причиной образования песчаных пробок является обводнение коллектора и рост гидравлического сопротивления в призабойной зоне, вызывающий ее разрушение, удаление пробки, ведущее к увеличению нагрузки на обводняющийся коллектор, может дать временный эффект. Повышенная нагрузка в зимний период, в совокупности со снижением отборов летом, будут способствовать восстановлению пробки, которая в данном случае, играет роль естественного фильтра, снижая нагрузку на обводненный интервал и способствует продлению безремонтного периода.

5.5. Глубинные исследования

Глубинные исследования в 2016 году проводились геологической

службой с использованием автономных манотермометров АМТ-08 при помощи автомобиля АИС-1 (агрегат исследования скважин) со сменными барабанами лебедок на базе автомобиля УРАЛ-5557-1112-10, а также ЛСВ-6 на базе ТМ-120.

Отделом разработки и промысловой геофизики был определен перечень контрольных, пьезометрических и поглощающих скважин, в которых предусмотрен ежеквартальный замер пластовых давлений:

сеноманский фонд: 50Н, 51Н, 52Н, 57Н, 59Н, 203Н, 204Н, 205Н, 304Н, 601Н, 602Н, 603Н, 20П, 24П, 26П, 27П, 32П, 36П, 38П, 39П, 4192, 4193, П1-1В, П2-1В, П3-1В, 12603;

неокомский фонд: 400Н, 401Н, 402Н, 403Н, 406Н, 408Н, 411Н, 416Н, 417Н, 425Н, 426Н, 427Н, 11505, 12008.

За отчетный период проведено 90 глубинных замеров в контрольных, пьезометрических и поглощающих скважинах сеноманского фонда и 38 замеров в наблюдательных скважинах неокомского фонда.

В скважине № 428Н зафиксирована остановка шаблона на глубине 167 м. Неоднократная закачка метанола результатов не дала, замеры пластового давления в скважине № 428Н не проводились.

На сеноманских скважинах эксплуатационного фонда было выполнено 343 замера пластового давления и температуры, выполнено 12 замеров пластового давления и температуры:

- УКПГ-1 – 43 замера;
- УКПГ-2 – 37 замеров;
- УКПГ-3 – 26 замеров;
- УКПГ-4 – 25 замеров;
- УКПГ-4А – 2 замера;
- УКПГ-5 – 39 замеров;
- УКПГ-6 – 46 замеров;
- УКПГ-7 – 32 замера;
- УКПГ-8 – 2 замера;
- УКПГ-9 – 77 замеров;

УППГ-10 – 2 замера;

ТП-9 – 12 замеров.

По фонду неокомских скважин в течение 2016 года с использованием автономных манотермометров АМТ – 08 проведено 52 замера пластовых давлений и температур, в том числе:

- по эксплуатационному фонду при ГДИ и плановой остановке УКПГ-1В, УППГ-2В, УППГ-3В – 47;
- до и после КРС – 5.

5.6. Промыслово-геофизические исследования

В 2016 году промыслово-геофизические исследования в скважинах, пробуренных на сеноманские и неокомские отложения месторождения «Н», проводились в объемах, определенных договорами на производство промыслово-геофизических работ между ООО «Газпром добыча Ямбург» и ООО «Газпром геофизика» с целью контроля за разработкой месторождения и сопровождения работ по капитальному ремонту скважин. Дополнительно к запланированному объему работ проведены промыслово-геофизические исследования в сеноманских скважинах по «Программе первоочередных мероприятий по повышению эффективности разработки и обеспечению проектных и плановых уровней добычи углеводородов на сеноманской залежи месторождения «Н»» для решения следующих задач:

- оценка эффективности проведенных ГТМ по промывкам забойных песчаных пробок;
- формирование рекомендаций для КРС по результатам комплекса специальных исследований скважин низкодебитного фонда;
- определение степени отработки продуктивных отложений по разрезу залежи;
- сопровождение работ по экспрессному определению влагосодержания продукции газовых скважин.

С целью совершенствования существующих и внедрения новых методов и технологий ГИС, были проведены промыслово-геофизические исследования в наблюдательных неперфорированных скважинах с применением метода трехзондового ННКТ с целью определения текущей газонасыщенности коллекторов, а также газодинамический каротаж в четырех скважинах с субгоризонтальным окончанием ствола автономным прибором ДИНА-А6 с помощью койлтюбинговой установки.

Сеноманская залежь

Как и в предшествующие годы, в 2016 году сеноманская залежь разрабатывалась в условиях упруговодонапорного режима, и характеризовалась возрастанием темпов обводнения и падения пластового давления, в связи с чем в последние годы сложилась тенденция к ежегодному однократному исследованию всех наблюдательных скважин, находящихся в зоне расположения эксплуатационных кустов, а также исследованию во всех приконтурных скважинах.

За отчетный период геофизические исследования скважин по контролю за разработкой были проведены в 148 эксплуатационных скважинах, с целью уточнения конструкции, определения профиля и состава притока, газодинамических параметров, плотности флюида по стволу, выявления водопритокров.

В 2016 году с целью контроля текущего положения ГВК сеноманской газовой залежи были проведены геофизические исследования в 101 наблюдательной и эксплуатационно-наблюдательной скважинах. Уточнение положения текущего газоводяного контакта на отдельных участках залежи проведено по исследованиям в 17 скважинах, пробуренных на неокомские отложения, а также в 25 наблюдательных сеноманских скважинах положение текущего ГВК уточнено по результатам определения текущего Кг методом трехзондового нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (3-ННКТ).

Район УКПГ-1 охватывает южную часть Ямбургской площади. Действующий фонд составляет 93 скважины, сосредоточенные в 15 кустах. Контроль положения ГВК осуществляется в 18 наблюдательных скважинах, в 13 из которых в 2016 году выполнены исследования. По данным контроля за текущим ГВК продолжается подъем ГВК в наблюдательных скважинах: 1020 (3.1 м/год), 1040 (1.9 м/год), 1050 (4.2 м/год), 1070 (5.8 м/год), 1080 (1.3 м/год) и 1090 (5.6 м/год). В наблюдательной скважине 1200 начался подъем ГВК – 4.4 м с момента вскрытия бурением в 2014 году. В наблюдательных скважинах 1060; 1110; 1120; 52-Н ГВК установился в интервалах заглинизированных пород и за год подъемом не отмечен. ГИС-контроль в скважинах эксплуатационного фонда проводился в 32 скважинах с целью определения профиля и состава притока, уточнения конструкции, выявления водопритокков, определения причин остановки и работы скважин с низкими устьевыми параметрами. Выявлены следующие причины низких промысловых параметров: песчаная пробка перекрывает перфорированный интервал более чем на 10 м в скважинах №№ 1025, 1043, 1054, 1074, 1077, 1112; текущий забой достиг БНКТ в скважинах №№ 1016, 1093, 1133; обрыв НКТ в скважине 1066; водоприток в ствол скважины через нижние перфорационные отверстия вследствие подъема ГВК в скважинах №№ 1042, 1048, 1055, 1056, 1074, 1077, 1088, 1097, 1135, 1144. В скважине 1133 отмечен положительный эффект после нормализации искусственного забоя койлтубинговой установкой – вымыта песчаная пробка 5м, увеличение дебита составило 69 тыс.м³/сут, водоприток отсутствует, а в скважине 1096 эффект отрицательный (снижение дебита, поступление пластовой воды, вновь образовавшаяся пробка)

Район УКПГ-2 расположен севернее УКПГ-1 и охватывает наиболее приподнятую часть месторождения. Эксплуатационный фонд насчитывает 104 (101 действующих) скважины, размещенные в 14 кустах. Контроль отработки залежи осуществлялся в 14 наблюдательных скважинах. Подъем ГВК за год в районе УКПГ–2 отмечается в наблюдательных скважинах 2050 (4.2м), 2104 (1м), 2150 (1.2м), 274 (1.7м), 25-Н (2.9м за 3 года) и 55-Н (11.9м за 3 года). По данным

трехзондового ННКТ уточнено текущее положение ГВК по кусту 205 (скв. 2050). Проведены исследования с целью уточнения конструкции, определения профиля притока, контроля отработки сеноманской залежи в скважинах 2021, 2022, 2115, 2136, 2152, 270. В скважине 2152 отмечен водоприток – ГВК поднялся до перфорационных отверстий; в скважине 2136 песчаная пробка достигла БНКТ, выявлены признаки водопритока. По данным ГИС, проведенных в скважине 270, причинами низких устьевых параметров работы скважины являются недостаточная мощность газоотдающих интервалов при естественном падении пластового давления и наличие песчаной пробки в НКТ, перекрывающей часть перфорированных интервалов. В скважинах 2021 и 2022 после промывок забойных песчаных пробок отмечено снижение дебита на 18 и 28 тыс. м³/сут соответственно; в ствол скважины 2021 поступает техническая жидкость.

В районе УКПГ-3 эксплуатационный фонд скважин размещен в купольной части залежи, севернее УКПГ-2, насчитывает 18 наблюдательных и 110 (107 – действующих) эксплуатационных скважин в 14 кустах. По зоне размещения эксплуатационных кустов УКПГ-3 наиболее интенсивный подъем ГВК за год отмечается в наблюдательных скважинах 3030 (8.9м), 3050 (8.5м), незначительный подъем в скважинах 3040 (0.6м), 3140 (1.0м) и 3170 (1.9м). В остальных скважинах ГВК остался на уровне 2015 года. Исследования по определению текущего положения ГВК в этом районе выполнены в 11 наблюдательных скважинах, в том числе в 9 скважинах методом 3-ННКТ. В 2016 году проводился ГИС-контроль в скважинах 3104 и 3166 с целью определения профиля и состава притока, уточнения конструкции, выявления причин низких устьевых параметров. Основными причинами низких устьевых параметров скважины 3104 является недостаточная мощность работающих коллекторов, наличие песчаной пробки (15.4м) и столба жидкости, перекрывающих перфорированный интервал. После промывки песчаной пробки в июле месяце проявился водоприток и скважина была передана в КРС для проведения водоизоляционных работ. В скважине 3166 выявлено поступление пластовой воды с забоя из обводнившегося перфорированного коллектора, перекрытого

песчано-жидкостной пробкой по заколонному пространству через нижнюю часть перфорированного интервала.

Эксплуатационный фонд УКПГ-4 насчитывает 95 (88 действующих) скважин на 23 кустах. Контроль отработки залежи осуществляется по 8 наблюдательным и 8 вертикальным эксплуатационным скважинам. В отчетном году в районе УКПГ-4 исследования проведены в 4 наблюдательных и 6 эксплуатационно-наблюдательных скважинах. За 2016 год произошло продвижение ГВК в наблюдательных скважинах 4160 (7.5м) и 4170 (2.3м); в остальных наблюдательных скважинах текущий ГВК в интервалах заглинизированных пород на уровне 2015 года. В эксплуатационно-наблюдательных скважинах подъем ГВК отмечен в скважинах 4024 (2.8м/год), 4094 (5.4м/год). В скважинах 4044 и 4124 отмечен подъем ГВК на 10.8м и 17.7м, соответственно, относительно замеров 2013 года (в среднем 3.6м и 5.9м за год). В 15 эксплуатационных скважинах проводился ГИС-контроль с целью уточнения конструкции, определения профиля притока, возможных водопритокков, уточнения текущего ГВК, оценки рабочих параметров до и после промывок песчаных пробок. По результатам проведенных ГИС в 4-х скважинах выявлено поступление пластовой воды. В скважинах 4094, 4134 отмечены заколонные водоперетоки с поступлением воды в ствол скважины через перфорационные отверстия. В скважинах 4044, 4124 отмечается обводнение перфорированных коллекторов вследствие подъема ГВК. Причиной остановки скважины 4181 является значительное сокращение работающих толщин после изоляции обводнившейся нижней пачки при наличии в стволе столба жидкости – из всего перфорированного интервала работой отмечается 53%. В скважине 4173 основной причиной снижения промысловых параметров является образование песчаной пробки, перекрывающей нижнюю часть продуктивного пласта на 15.8м. Положительный эффект после промывок песчаных пробок по результатам исследований скважин 4115 и 4165 отмечен увеличением дебита на 19 и 33.6 тыс. м³/сут, соответственно; в скважинах 4116 и 4166 после промывок

эффект отсутствует. Все скважины после проведения ГТМ работают в безводном режиме.

Анеряхинский участок – район УППГ-4А – расположен в северной части месторождения и насчитывает 82 действующие скважины в 31 кусте и 15 наблюдательных скважин. ГИС по контролю за ГВК проводились в 5 наблюдательных скважинах. Подъем ГВК на 3.9м отмечен в скважине 4460. В остальных наблюдательных скважинах положение ГВК остается неизменным с начала разработки. В отчетном году в скважинах №№ 4551 и 4561 с субгоризонтальным окончанием ствола проводился ГИС-контроль автономным прибором ДИНА-А6, доставляемым на забой с помощью койлтюбинговой установки. По данным проведенных исследований причиной нестабильной работы скважин является недостаточная мощность потока газа, поступающего из нижней части фильтра, для выноса жидкости (технической и конденсационной влаги), которая скапливается в работающей части призабойной зоны, увеличивая гидравлическое сопротивление восходящего потока газа. Водопритоки в скважинах не выявлены.

Район УКПГ-5 расположен северо-восточнее УКПГ-1, с северной части граничит с УКПГ-3. Эксплуатационный фонд насчитывает 104 (103 действующие) скважины в 14 кустах. Контроль отработки осуществляется по 16 наблюдательным скважинам, в 11 из них были проведены исследования. За 2016 год отмечен подъем ГВК в наблюдательных кустовых скважинах 5040 (1.0м), 5070 (2.3м), 5140 (2.4м). В наблюдательных скважинах 57-Н и 58-Н отмечен подъем ГВК на 2.9 м и 1.0 м, соответственно, относительно замеров 2005 года. В 10 скважинах проведены ГИС с целью определения причин остановки и низких устьевых параметров. Причинами низких устьевых параметров и остановок являются: в скважине 5142 – поступление в ствол пластовой воды вследствие подъема ГВК; в скважинах 5028, 5077, 5087, 5095 – наличие песчано-жидкостных пробок, перекрывающих нижние перфорированные интервалы более чем на 10 м. В скважине 5077 ГИС проводились до и после очистки забоя от песчаной пробки. Вымыта пробка 26.2 м; по результатам ГИС в ствол

скважины поступала техническая жидкость, что привело к некоторому снижению добывных параметров (после отработки скважины, по результатам ГДИ, отмечен незначительный эффект от промывки – увеличение дебита на 12 тыс. м³/сут).

Район УКПГ-6 расположен на северо-востоке от УКПГ-5 и граничит с УКПГ-4 и УКПГ-7. Эксплуатационный фонд включает в себя 110 (103 действующих) скважин в 20 кустах. Контроль за ГВК проводится по 14 наблюдательным и пьезометрическим скважинам. В 4 наблюдательных скважинах проведены исследования методом 3-ННКТ. По исследованиям в 10 наблюдательных скважинах изменение текущего положения ГВК в 2016 году отмечено в скважине 6100 (3.0 м). В остальных скважинах положение ГВК не изменилось. В районе УКПГ-6 на протяжении ряда последних лет отмечались повышенные темпы внедрения подошвенных вод. В связи с этим в отчетном году проведены ГИС практически на всех кустах участка. Промыслово-геофизические исследования выполнены в 21 эксплуатационной скважине, в том числе совместно с измерениями влажности на устье работающих скважин. В 5 из них выявлены водопритоки: в скважинах 6053, 6056, 6074 – из обводнившихся вследствие подъема ГВК коллекторов; в скважинах 6032, 6092 – заколонные водоперетоки. Обводнение коллекторов и поступление пластовой воды в ствол явились причинами остановки скважин 6086 и 6213. В 8 скважинах основной причиной их работы с низкими параметрами является недостаточная мощность работающих коллекторов и их невысокие фильтрационно-емкостные свойства в совокупности с образованием забойных песчано-жидкостных пробок. По результатам ГИС, проведенных в субгоризонтальной скважине 6191 определено, что из всего вскрытого продуктивного интервала мощностью 23.4м (по вертикали) доля пластов с высокими ФЕС, дающих 73-75% общего дебита составляет 22.9 %, остальные представлены заглинизированными коллекторами, что в совокупности с низкой величиной Рпл (23,64 ат) является причиной низкой продуктивности и нестабильной работы скважины.

В районе УКПГ-7 эксплуатационный фонд составляет 122 (действующих – 111) скважин в 30 кустах, наблюдательный фонд – 13 скважин. Основная часть исследований за продвижением ГВК приходится на эксплуатационные вертикальные скважины, вскрывшие начальный ГВК. В 2016 году интенсивный подъем ГВК по коллектору отмечен в скважинах 7120 – на 10.2 м (куст остановился из-за обводнения) и 7192 – на 6.8 м. В 6 скважинах подъема ГВК не отмечено. В отчетном году комплексы ГИС-контроль проведены в 43 скважинах на 18 кустах УКПГ-7, в том числе в рамках программы исследований по определению влагосодержания продукции газовых скважин Ямбургского НГКМ и для оценки эффективности ГТМ по промывке песчаной пробки в скважине 7021. В 15 исследованных скважинах отмечены водопритоки, из них в 5 – заколонные водоперетоки с поступлением пластовой воды в ствол через перфорационные отверстия; скважина 7254 остановилась вследствие перекрытия продуктивных интервалов столбом пластовой жидкости. В скважинах 7151, 7163, 7174 отмечены песчаные пробки, перекрывающие перфорационные отверстия на 13.5 м, 19.0 м и 8.0 м, соответственно; в скважинах куста 719 (4, 5, 6) мощность песчаных пробок над НПО – 5 м.

Район УППГ-8 расположен в южной части месторождения и примыкает к району УКПГ-1. Эксплуатационный фонд в 2016 году включал в себя 70 (68 действующих) скважин в 18 кустах. Контроль за текущим положением ГВК осуществляется по исследованиям в 13 эксплуатационных вертикальных скважинах и одной наблюдательной. В отчетном году исследованы все 14 скважин. Максимальный годовой подъем ГВК зафиксирован в скважинах 8061 (5.0 м) и 8081 (8.9 м). Отмечен подъем ГВК в скважинах 8011 (2.2 м/год), 8041 (1.4 м/год), 8111 (1.8 м/год), 8141 (1.5 м/год), 8161 (1.3 м/год). Геофизические исследования с целью уточнения конструкции, определения технического состояния скважин и контроля за разработкой сеноманских отложений проведены в 16 скважинах. В скважине 8011 выделен обводнившийся вследствие подъема ГВК коллектор. В скважинах 8041, 8134, 8151 контролируются

заколонные водоперетоки с выходом жидкости в ствол скважины через нижние перфорационные отверстия.

За отчетный период геофизические исследования скважин по контролю за разработкой были проведены в 148 эксплуатационных скважинах, в основном с целью определения профиля и состава притока, выявления водопритоков, причин низких промысловых параметров и остановок скважин.

Основной причиной остановок действующих сеноманских скважин является рост влагосодержания их продукции, обусловленный наличием водопритоков, связанных:

- с подъемом ГВК;
- с просачиванием воды по заколонному пространству из неперфорированных обводненных интервалов;
- сублатеральным локальным продвижением воды по наиболее проницаемым пластам в зоне расположения куста от обводненной скважины к соседним.

Результатом обводнения является постоянное увеличение доли КРС, связанных с водоизоляцией. Основной причиной невыхода скважин на рабочий режим после ремонта является значительное уменьшение мощности газоотдающих пластов в результате изоляции нижних обводненных толщин, как правило, с более лучшими ФЕС, чем верхние. Энергии пластового газа в оставшихся толщинах недостаточно для его доставки в газосборные сети без образования газогидратов. Этой же причиной объясняется снижение продуктивности скважин после проведения КРС, а также наличие песчано-жидкостных пробок, перекрывающих часть перфорированных интервалов и снижающих газоотдачу пластов в совокупности с естественным падением пластового давления в процессе разработки залежи.

Геофизические исследования и работы в скважинах при производстве капитального ремонта были проведены в 34 сеноманских эксплуатационных скважинах и заключались в уточнении текущего ГВК, состояния цементного камня за колонной (АКЦ) для проведения водоизоляционных работ, а также

перфорации продуктивных коллекторов с целью интенсификации притока после ВИР.

Неоком

В 2016 году основной задачей при проведении ГИС-контроля в неокомских эксплуатационных скважинах, как и в предыдущие годы, являлось определение причин остановок скважин и невыхода на рабочий режим после КРС, профиля и фазового состава притока флюида в ствол скважины. За отчетный период геофизические исследования выполнены в 41 неокомской скважине. Результаты обработки материалов ГИС-контролю. Геофизические исследования проведены на УКПГ–1В в 15 скважинах, УППГ–2В – в 9, УППГ–3В – в 17 скважинах, в том числе в наблюдательных скважинах 416-Н и 11505 с целью контроля газонасыщенности и ГВК по объектам неокома и сеномана. Изменение положения газожидкостного контакта в пластах неокомских залежей по данным радиоактивных методов ГИС в наблюдательных скважинах не отмечено. В шести скважинах выявлены водопритоки, вследствие чего они остановились. В скважинах 12104, 21403, 30102 приток пластовых вод отмечен из обводнившихся коллекторов продуктивных горизонтов БУ₈³ и БУ₉¹, в скважинах 12207, 21406, 30305 вода в ствол поступает через нарушения в эксплуатационных колоннах из водонасыщенных пластов БУ₇, БУ₁, ПК.

В связи с падением пластового давления, во всех исследованных эксплуатационных скважинах отмечается скопление жидкости на забоях, перекрывающее частично или полностью перфорированные интервалы пластов. В основном, это конденсат и техническая жидкость, поступающие из пластов и выпадающие в призабойной части, что приводит к кольматации их прискважинной зоны и, следовательно, к снижению эффективности работы и уменьшению газоотдающих толщин в целом. Падение скорости и энергии газового потока не способствует выносу жидкости из ствола и приводит к снижению добычных параметров и нестабильной работе скважин.

Основной причиной невыхода скважин на рабочий режим после проведения КРС (преимущественно интенсификация притока методом ГРП) является неудовлетворительное состояние ствола и прискважинной зоны пластов после проведения ремонтных работ, а именно:

- наличие пропантовых пробок и столба жидкости, перекрывающих перфорированные продуктивные пласты и препятствующих их работе;

- недостаточное освоение скважин после ГРП и поступление в ствол жидкости, задавленной в пласты в процессе гидроразрыва;

- неэффективность ГРП, кольматация ПЗП пластов и трещин разрыва;

- техническое состояние скважин – негерметичность НКТ, цементного моста;

- конструкция скважины не способствует очищению ПЗП и выносу жидкости – высоко или наоборот, слишком низко спущенные лифтовые трубы.

В настоящее время остается открытым вопрос повышения информативности геофизических исследований в скважинах с многофазным притоком флюида, для решения которого необходимо использование более современных методов, аппаратуры для геофизических исследований, а также методического обеспечения интерпретации их результатов, позволяющих достоверно определять текущее состояние скважин и, следовательно, эффективно проводить геолого-технические мероприятия. Кроме того, в связи с бурением скважин с субгоризонтальным окончанием ствола, предусмотренных проектами разработки месторождений, необходимо внедрение технологий геофизических исследований эксплуатационного фонда данной конструкции.

Геофизические исследования и работы в скважинах при производстве их капитального ремонта (всего 98 скважино-исследований) были проведены в 52 эксплуатационных скважинах и включали в себя: определение негерметичности эксплуатационной колонны, НКТ, забоя; уточнения состояния цементного камня за колонной (АКЦ); перфорацию продуктивных пластов с целью интенсификации притока, в том числе при ГРП, торпедирование при АВР,

отбивку забоя и уточнение глубины элементов конструкции скважин, извлечение опрессовочных пробок.

5.7. Результаты исследований скважин на газоконденсатную характеристику

В 2016 году продолжено уточнение текущей газоконденсатной характеристики I и II эксплуатационных объектов в зонах УКПГ-1В и УППГ-3В и II эксплуатационного объекта в зоне УППГ-2В.

В 2016 году в 22 эксплуатационных скважинах месторождения «Н» проведено 35 исследований на газоконденсатную характеристику.

В зоне УКПГ-1В 5 сепарационных установок на базе сетчатых сепараторов типа ГС-8.8-600-2-И в стационарном исполнении включены в кустовую обвязку. Одна сепарационная установка демонтирована и перевезена на Заполярное НГКМ для проведения газоконденсатных исследований валанжинских скважин куста 24В. В зоне УППГ-3В установлены 5 сепарационных установок, в зоне УППГ-2В 6 сепарационных установок, из них одна передвижная. Одна стационарная установка на УППГ-2В изготовлена на базе сепаратора ГП – 1530. Схемы обвязки установок обеспечивают проведение исследований на газоконденсатную характеристику с высокой степенью надежности.

Использование стационарных сепарационных установок позволяет осуществлять наблюдение за изменением газоконденсатной характеристики пластового газа в контрольных точках зоны его отбора.

При проведении промысловых исследований использовалась стандартная методика, позволяющая осуществлять сопоставление полученных результатов с данными предыдущих исследований.

Режимы исследований скважин по основным параметрам: скорости движения газа у башмака колонны лифтовых труб и депрессии на пласт, в основном, соответствовали положениям методики. По некоторым скважинам условия проведения газоконденсатных исследований не выдерживались из-за низких фильтрационных свойств вскрытой части пласта-коллектора.

Давление сепарации при исследовании скважин устанавливалось в пределах от 3,5 до 5,0 МПа, что было близко к давлению максимальной конденсации и, тем самым, исключало ошибки при определении состава газа сепарации. Расход газа, не превышающий 300-400 тыс.м³/сут, соответствовал оптимальной пропускной способности применяемых сепараторов. Образование гидрата в сепараторе предотвращалось прогревом его корпуса при помощи ППУ без подачи метанола.

В соответствии со стандартной методикой по данным промысловых исследований и анализов отобранных проб газа и конденсата проведены расчеты состава пластового газа.

По результатам исследований следует отметить, что подтверждается сравнительно высокий удельный выход нестабильного конденсата по I эксплуатационному объекту в зонах УКПГ-1В и УППГ-3В. Так, по I объекту УКПГ-1В значения потенциала C₅₊ составило 71,8 г/м³ (скв.10603), по УППГ-3В находились в пределах 53,0 г/м³ (скв.31704) – 79,8 г/м³ (скв.30902).

Текущее значение потенциала C₅₊ по II эксплуатационному объекту в зоне отбора УКПГ-1В колебалось от 52,1 г/м³ (скв.10201) до 66,4 г/м³ (скв.12003).

Текущее значение потенциала C₅₊ по II эксплуатационному объекту в зоне отбора УППГ-3В составляло 46,1 г/м³ (скв.31710). Результаты исследований показывают на более низкие значения потенциального содержания конденсата C₅₊ в пластовом газе зоны отборов УППГ-3В.

Как и в 2015 году, по УППГ-2В выполнен большой объем исследовательских работ, чем в зоне отборов УКПГ-1В и УППГ-3В вместе взятых. Исследования указывают на достаточно высокое потенциальное содержание конденсата C₅₊ в пластовом газе. Минимальное значение потенциала C₅₊ получено на 216 и 217 кустах скважин, расположенных в центральной части месторождения: 57,8 г/м³ в скважине 21604, 58,3 г/м³ в скважине 21706; максимальное значение 78,6 г/м³ по скважине 20609, расположенной на крыле залежи. По скважинам темп изменения потенциального содержания конденсата C₅₊ в пластовом газе снизился. Результаты исследований в 2004-2008 годах

скважины 21103, вскрывшей залежь пласта БУ₆³, по физико-химическим характеристикам и потенциальному содержанию C₅₊ в пластовой смеси подтверждают работу скважины на I объект эксплуатации.

6 Методы обработки результатов газодинамических исследований скважин на стационарных режимах

При проведении обработки были выбраны 10 сеноманских скважин за 2016 год. Данные указанных скважин были выбраны случайным образом. В исследовании были применены следующие методы, а именно двучленный, трехчленный и степенная формула притока, метод учитывающий наличие конуса подошвенной воды, и метод основанный на предположении о том, что потери давления пропорциональны сумме первой и третьей степеней скорости фильтрации.

В исследовании применялись расчеты дебитов по каждому из вышеуказанных методов, а также сравнение их с фактическими данными по каждой скважине.

6.1 Обработка результатов исследований

Для примера произведем обработку скважины 101. Исходные данные для расчета приведены в таблице 6.1

Таблица 6.1 – Результаты исследования скважины 101 на стационарных режимах

№ скв.	Диам. шайбы, мм	Т _{гол} , °С	Р _{пл} , МПа	Р _{заб} , МПа	ΔР, МПа	Q, тыс.м ³ /с ут	Коэффициенты (факт)	
							А	В
101	22	11,0	4,373	3,649	0,724	240,42	0,0047	0,00007832

Для расчета потребуются следующие исходные данные:

- число режимов работы скважины;
- пластовое давление;

- фактические значения коэффициентов А и В по результатам обработки.

6.1.1 Методика расчета

Для расчета были взяты универсальные формулы получения коэффициентов А и В.

$$A = \frac{\sum y \sum (x^2) - \sum x \sum (xy)}{N \sum (x^2) - (\sum x)^2}, \frac{\text{МПа}^2}{\text{тыс.м}^3/\text{ссу}}$$

$$B = \frac{N \sum xy - \sum x \sum y}{N \sum (x^2) - (\sum x)^2}, \left(\frac{\text{МПа}}{\text{тыс.м}^3/\text{ссу}} \right)^2$$

где N – число режимов работы скважины;

x и y имеют разные значения для каждого метода обработки.

1. Двучленная формула притока:

$$x=Q; y=\Delta P^2/Q$$

2. Метод учитывающий наличие конуса подошвенной воды:

$$x=Q; y=P_{\text{заб}} \cdot \Delta P^2/Q$$

3. Метод обработки по степенной формуле притока:

$$x=\ln \Delta P^2; y=\ln Q$$

4. Метод осреднения уравнений инерционного течения флюида в пористой среде:

$$x=Q^2; y=\Delta P^2/Q$$

5. Обработка по трехчленному закону:

$$x=Q; y=(\Delta P^2-C)/Q$$

По найденным значениям коэффициентов А и В находим значения расчетных дебитов и сравниваем их с фактическими. Затем вычисляем

относительную погрешность по каждому режиму и находим среднюю погрешность по методу.

6.2 Двучленная формула притока

К настоящему времени наиболее часто используется связь между градиентом давления и скоростью в виде уравнения параболы с постоянными коэффициентами фильтрационного сопротивления a и b , имеющего вид:

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2 = aQ + bQ^2$$

где a и b – коэффициенты фильтрационного сопротивления;

Q – дебит скважины;

$P_{\text{пл}}$, $P_{\text{з}}$ – пластовое и забойное давления соответственно.

скважина 101

дата исследования 16.06.16

обработка в координатах $(P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2)/Q - Q^2$

коэффициент $A = 4,64E-03$ МПа²/тыс. куб в сут

коэффициент $B = 7,85E-05$ (МПа/тыс. куб в сут)²

коэффициент корреляции = 0,94

Таблица 6.2

Номер режима	Q (расч.)	Q (факт)	Погрешность, %
1	244,03	240,42	1,501
2	283,46	286,85	1,18
3	308,71	316,30	2,4
4	334,09	331,03	0,92
5	354,02	349,90	1,18
Средняя погрешность, %			1,44

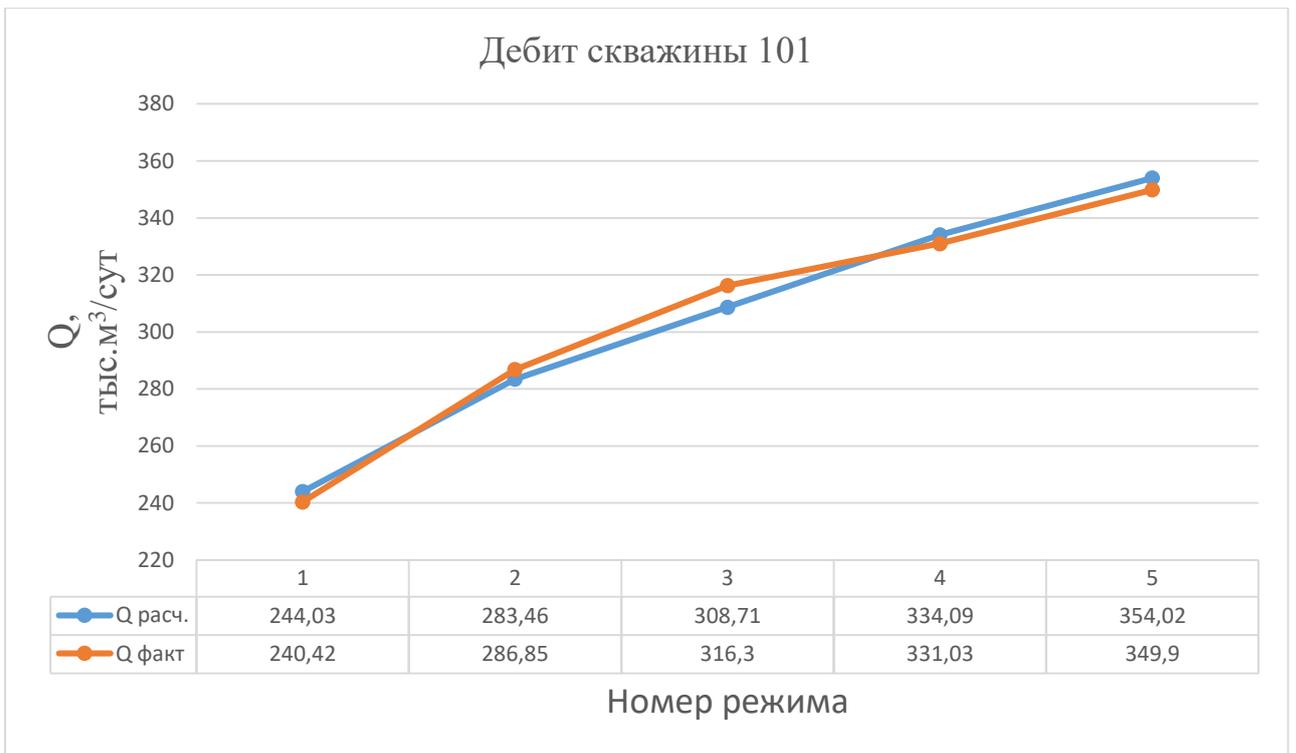


Рисунок 6.1 График расчетного и фактического дебита скважины 101

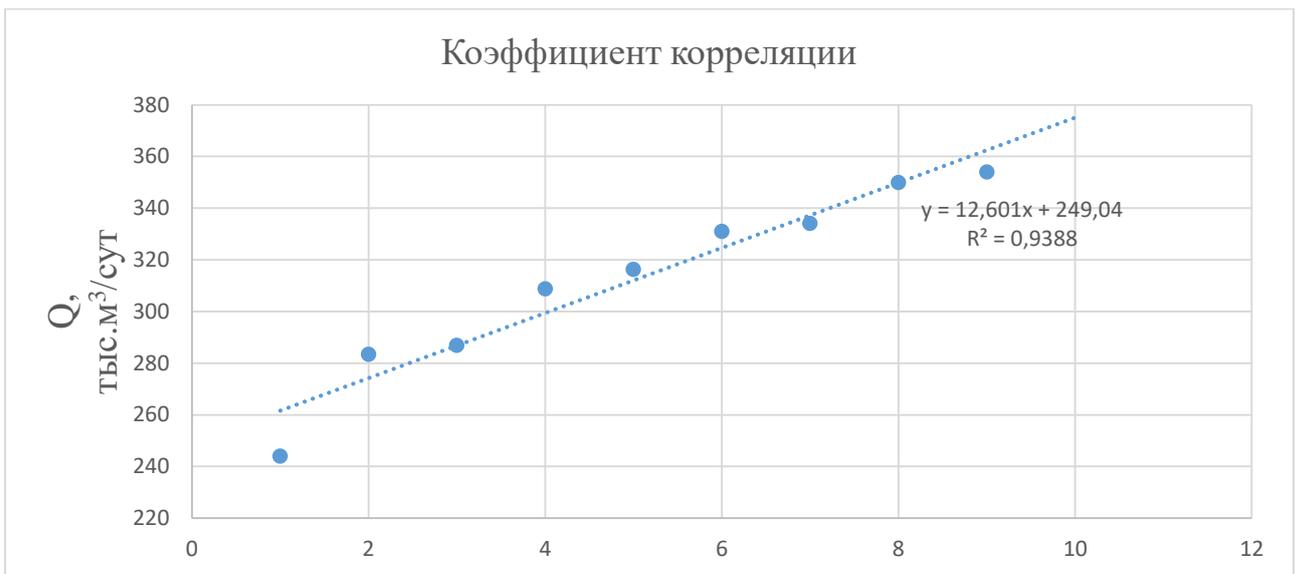


Рисунок 6.2 График коэффициента корреляции скважины 101

Результаты обработки данным методом приведены в таблице 6.3

Таблица 6.3 – Относительные погрешности при обработке данных исследований с помощью двучленной формулы притока.

№ скв	101	163	172	618	161	827	279	112	191	122
Кт.к ор	0,94	0,99	0,98	0,99	0,87	0,99	0,88	0,94	0,98	0,99
δ, %	1,44	1,56	1,24	0,22	2,48	0,8	3,44	1,51	3,68	1,09

Данный метод применяется на Уренгойском НГКМ для обработки исследований, дает небольшую погрешность – 1,75 %.

6.3 Обработка с учетом конуса подошвенной воды

$$P_{\text{заб}} (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})^2 = aQ + bQ^2$$

где a и b – коэффициенты пропорциональности фильтрационного сопротивления;

Q – дебит скважины;

$P_{\text{пл}}$, $P_{\text{з}}$ – пластовое и забойное давления соответственно.

скважина 101

дата исследования 16.06.16

обработка в координатах $P_{\text{заб}}(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})^2/Q - Q^2$

коэффициент $A = 2,0E-02$ МПа³/тыс куб в сут

коэффициент $B = 1,12E-04$ МПа³/(тыс куб в сут)²

коэффициент корреляции = 0,96

Таблица 6.4

Номер режима	Q (расч.)	Q (факт)	Погрешность, %
1	246,68	240,42	2,605
2	281,14	286,85	1,99
3	306,38	316,30	3,14
4	333,77	331,03	1,83
5	356,27	349,90	1,82
Средняя погрешность, %			2,076

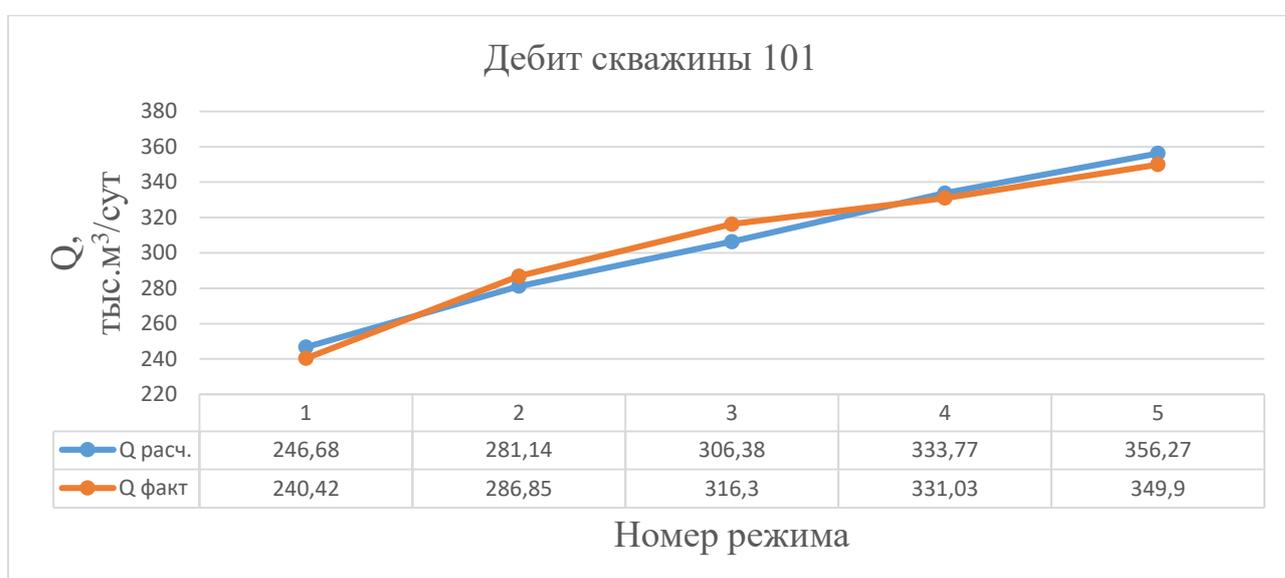


Рисунок 6.3 График расчетного и фактического дебита скважины 101

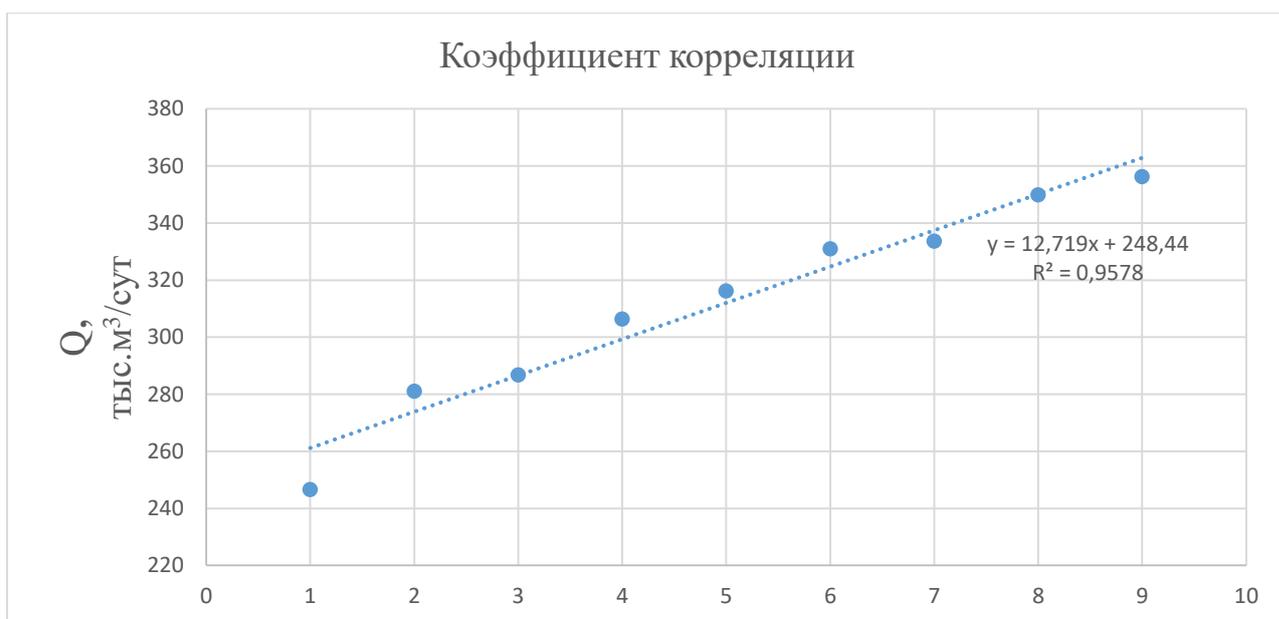


Рисунок 6.4 График коэффициента корреляции

Результаты обработки данным методом приведены в таблице 6.5

Таблица 6.5 – Относительные погрешности при обработке данных исследований с помощью метода учитывающего наличие конуса подошвенной воды.

Номер скважины	101	163	172	618	161	827	279	112	191	122
Кт.корреляции	0,96	0,96	0,99	0,99	0,94	0,97	0,95	0,99	0,94	0,98
δ, %	2,076	15,69	1,19	1,35	3,26	4,61	5,18	0,54	13,24	4,62

Данный метод дает наименьшие погрешности при наличии конуса подошвенной воды, в другом случае этот метод применять нецелесообразно.

6.4 Метод обработки по степенной формуле притока

В США принята степенная связь между градиентом давления и скоростью фильтрации с коэффициентами пропорциональности фильтрационного сопротивления в виде формулы:

$$Q = C \cdot [P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2]^n$$

где С и n – коэффициенты пропорциональности, определяемые путем обработки результатов исследований в координатах

$$\lg Q = \lg C + n \cdot \lg(P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2)$$

скважина 101

дата исследования 16.06.16

обработка по степенной зависимости $Q=C(P_{\text{пл}}^2-P_{\text{заб}}^2)^N$ в билогарифмических координатах

коэффициент $C= 93,3$ тыс куб в сут/(МПа)^{2N}

показатель степени $N =0,54$

коэффициент корреляции $=0,96$

Таблица 6.6

Номер режима	Q (расч.)	Q (факт)	Погрешность, %
1	244,11	240,42	1,537
2	283,27	286,85	1,25
3	308,56	316,30	2,45
4	334,15	331,03	0,94
5	354,36	349,90	1,27
Средняя погрешность, %			1,49

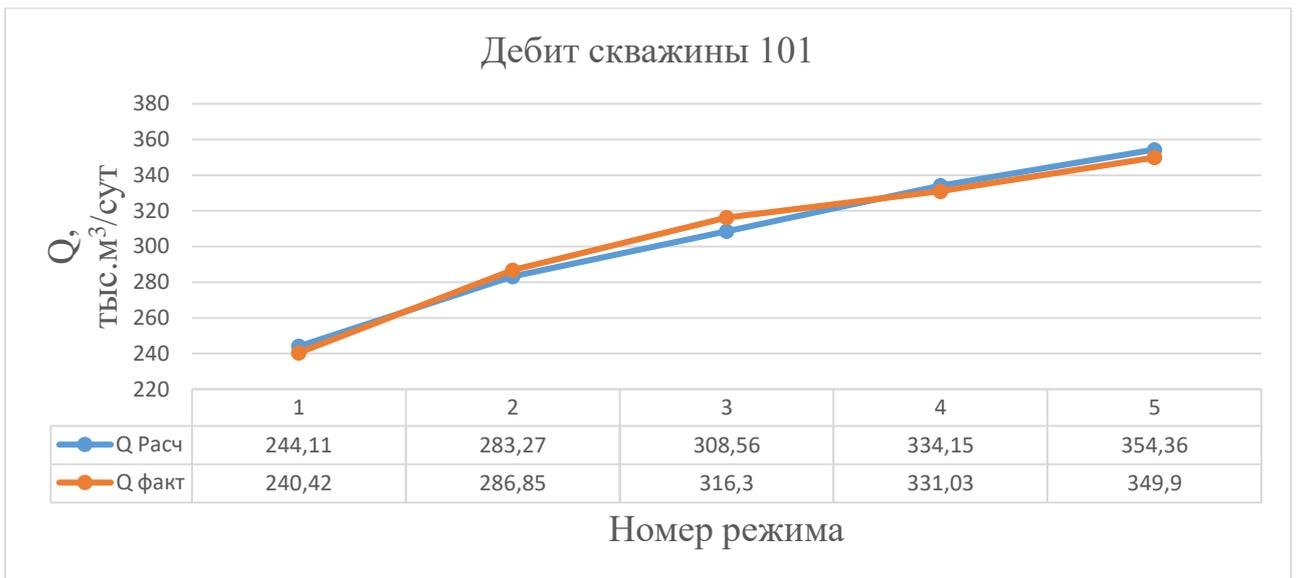


Рисунок 6.5 График расчетного и фактического дебита скважины 101

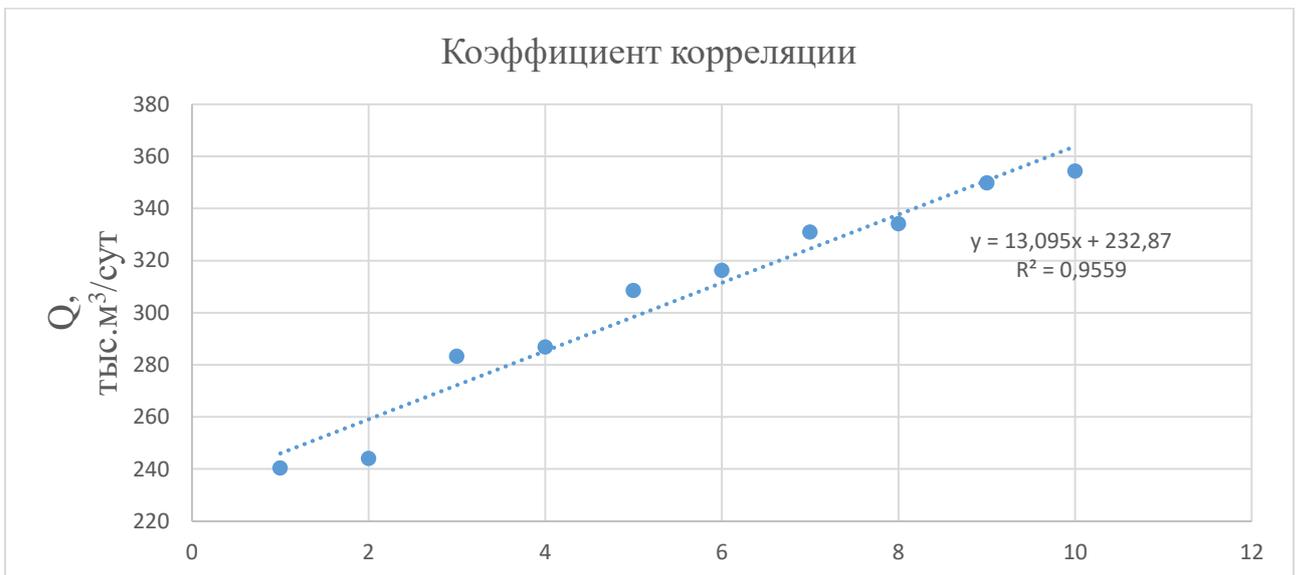


Рисунок 6.6 График коэффициента корреляции скважины 101

Результаты обработки данным методом прведены в таблице 6.7

Таблица 6.7 – Относительные погрешности при обработке данных исследований с помощью метода обработки по степенной формуле притока.

Номер скважины	101	163	172	618	161	827	279	112	191	122
Кт.корреляции	0,96	0,99	0,99	0,99	0,98	0,99	0,98	0,99	0,99	0,99
δ,%	1,49	1,48	0,62	0,32	2,65	1,09	3,79	1,16	3,86	1,55

Данная зависимость дает наименьшие погрешности при прогнозе дебитов, но не имеет физического смысла и была выведена опытным путем.

6.5 Обработка методом предложенным Панфиловым М. Б.

Метод предложенный Панфиловым М. Б. – осреднение уравнений инерционного течения флюида в пористой среде. Методом эффективной среды осреднены уравнения для процесса обтекания системы частиц, моделирующих пористую среду, потоком вязкой несжимаемой жидкости. Решение получено с использованием метода Гольдштейна. Установлено, что квадратичный по числу Рейнольдса член в осредненном уравнении движения выпадает.

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = aQ + cQ^3$$

скважина 101

дата исследования 16.06.16

обработка в координатах $(P^2 - P_z^2)/Q - Q^3$

коэффициент $A = 1,58E-02$ МПа²/тыс куб в сут

коэффициент $B = 1,35E-07$ (МПа/тыс куб в сут)²

коэффициент корреляции = 0,95

Таблица 6.8

Номер режима	Q (расч.)	Q (факт)	Погрешность, %
1	243,54	240,42	1,3
2	284,74	286,85	0,73
3	309,74	316,30	2,07
4	333,96	331,03	0,88
5	352,36	349,90	0,70
Средняя погрешность, %			1,14

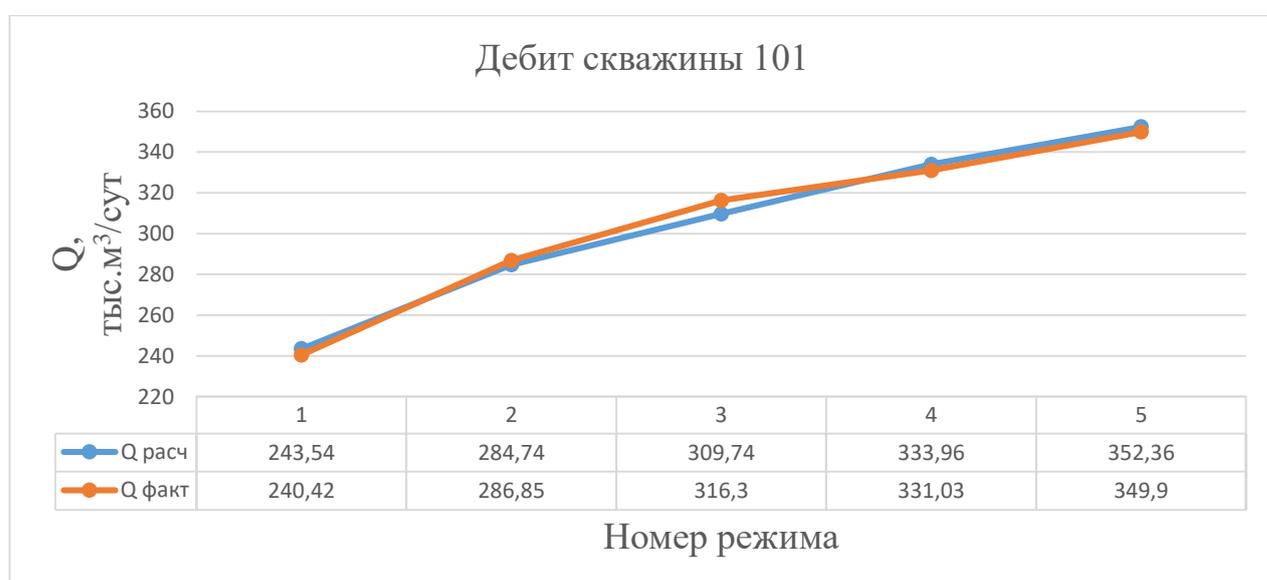


Рисунок 6.7 График расчетного и фактического дебита скважины 101

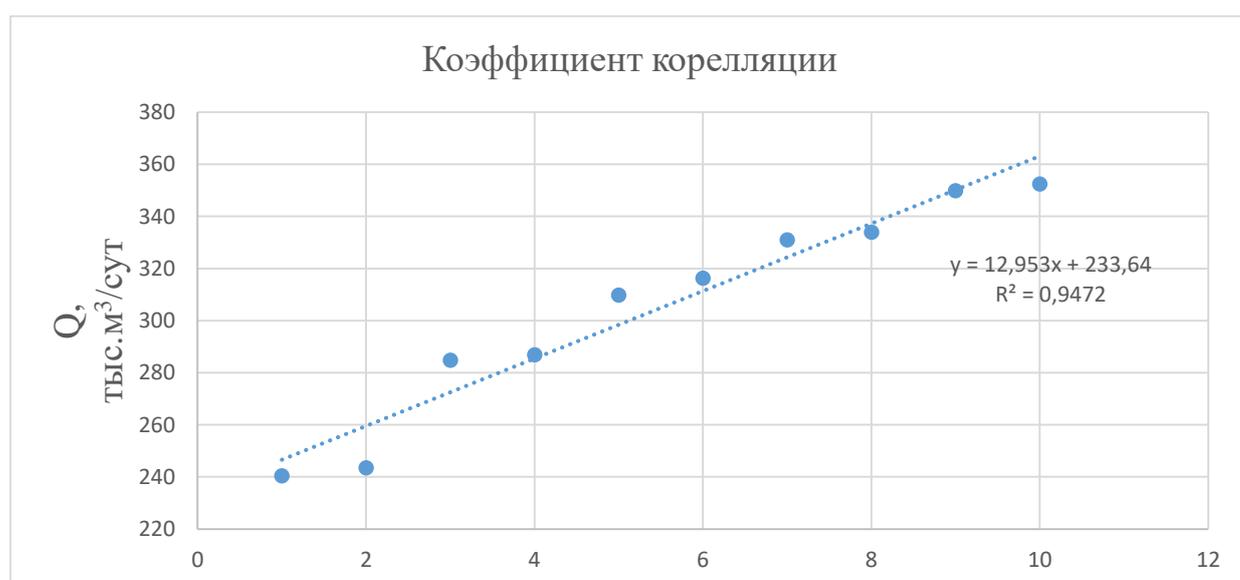


Рисунок 6.6 График коэффициента корреляции скважины 101

Результаты обработки данным методом приведены в таблице 6.9

Таблица 6.9 – Относительные погрешности при обработке данных исследований с помощью метода Панфилова М. Б.

Номер скважины	101	163	172	618	161	827	279	112	191	122
Кт.корреляции	0,95	0,98	0,99	0,99	0,98	0,97	0,97	0,98	0,99	0,95
δ,%	1,14	0,38	2,22	0,61	2,27	1,40	2,77	1,92	2,18	2,0

6.6 Обработка по трехчленному закону

Практически невостребованным оказался метод допускающий связь между градиентом давления и скоростью фильтрации в виде «квадратного трехчлена», имеющему вид:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 + C_i = aQ + bQ^2,$$

$$C_i = 2 \cdot P_{заб} \cdot \delta_2 - \delta_2^2$$

$$\delta_2 = \sqrt{P_{пл}^2 + C_0} - P_{пл}$$

скважина 101

дата исследования 16.06.16

обработка в координатах $(P_{пл}^2 - P_{заб}^2 - C)/Q - Q$

коэффициент $A=0,014$ МПа²/тыс куб в сут

коэффициент $B= 1,43E-07$ (МПа/тыс куб в сут)²

коэффициент $C_0= 0,3$ МПа²

величина завышения (занижения) забойного давления= 0,0344367 МПа

коэффициент корреляции =0,95

Таблица 6.10

Номер режима	Q (расч.)	Q (факт)	Погрешность, %
1	243,54	240,42	6,86
2	284,74	286,85	1,84
3	309,73	316,30	1,56
4	333,95	331,03	3,88
5	352,36	349,90	3,11
Средняя погрешность, %			3,45

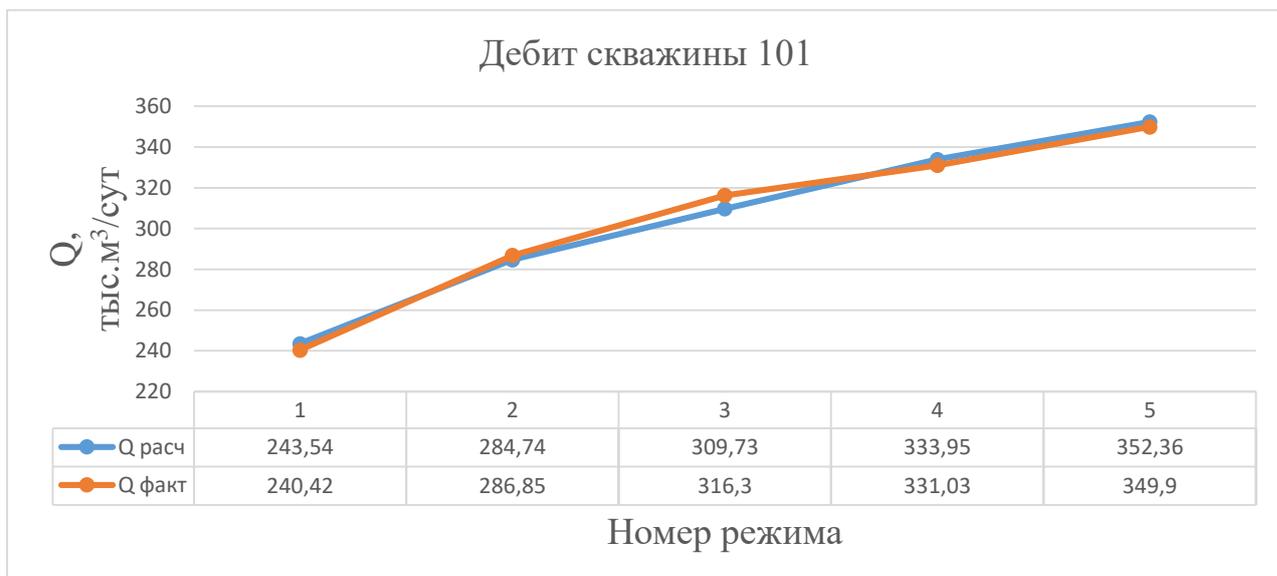


Рисунок 6.7 График расчетного и фактического дебита скважины 101

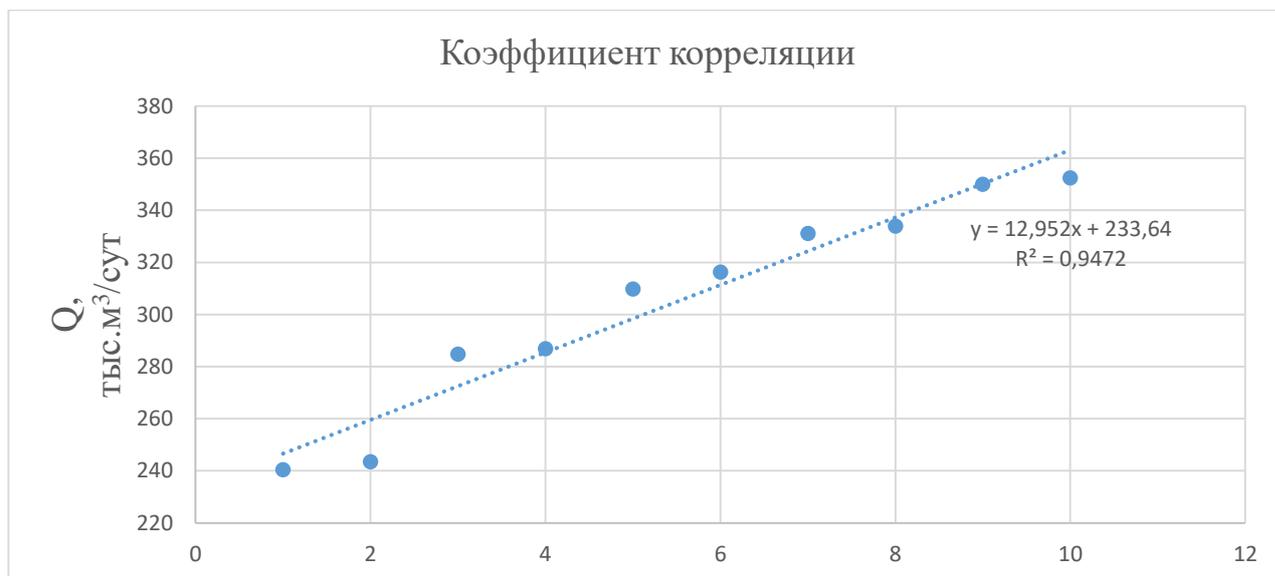


Рисунок 6.8 График коэффициента корреляции скважины 101

Результаты обработки данным методом приведены в таблице 6.11

Таблица 6.11 – Относительные погрешности при обработке данных исследований по трехчленному закону.

Номер скважины	101	163	172	618	161	827	279	112	191	122
Кт. корреляции	0,95	0,99	0,96	0,99	0,89	0,99	0,92	0,9	0,99	0,98
$\delta, \%$	3,45	0,82	2,96	0,81	3,32	2,38	3,73	2,27	4,10	3,14

Обработка по трехчленному закону применяется в случае неполной стабилизации забойного давления и основывается на вычислении коэффициента C_0 . Коэффициент C_0 , выявляется при помощи графического способа. Применение данной формулы фактически невозможно, поскольку расчет указанного коэффициента основывается, на начальных участках индикаторных кривых, в тоже время последние отсутствуют на исследуемых скважинах. Следовательно, применение данного метода обосновано только при малых дебитах.

Кроме того, все из вышеуказанных методов не выступают универсальными для обработки результатов при проведении исследований.

В тоже время для прогноза дебитов, а также для проведения прогноза технологических режимов работы скважин наиболее применимой является степенная зависимость.

Таблица 6.12 – Максимальны и минимальные ошибки десяти скважин по пяти методам

$\delta_{\max}, \%$	3,45	5,69	2,96	1,35	3,32	4,61	5,18	2,27	13,24	4,62
$\delta_{\min}, \%$	1,14	0,38	0,62	0,22	2,27	0,8	2,77	1,16	2,18	1,09



Рисунок 6.9 График минимальных и максимальных ошибок по десяти скважинам

На основании вышеизложенного, после проведения анализа первичных данных и результатов исследований можно отметить следующее:

1. Необходимо максимально повысить точность расчетов пластового и забойного давлений по устьевым замерам;
2. По результатам исследований невозможно абсолютно точно делать выводы о процессах, происходящих в пласте, а также о законе фильтрационного движения;
3. Наиболее применимой и точной зависимостью для прогнозирования дебита по заданной депрессии выступает степенная зависимость, но так как данная формула была выведена опытным путем, следовательно она не имеет никакого физического смысла и из всех методов минимальную погрешность имеет двучленная формула притока.
4. Необходимо производить предварительную обработку результатов исследований непосредственно у скважины и на месте уточнять искаженные данные.

7 Мероприятия по улучшению исследований скважин

7.1 Факторы влияющие на качество определяемых по результатам исследования параметров

Параметры пласта и скважин зависят в первую очередь от качества параметров, которые подлежат измерению методов и расчетных формул для пересчета этих параметров применительно к забойным условиям, технологии проведения исследования и выбранной методики обработки полученных данных. Необходимо рассмотреть каждый из всех факторов, влияющих на качество определяемых параметров. К таким факторам относятся коэффициенты фильтрационного сопротивления A , B , зависимость между депрессией на пласт, дебитом скважин и количеством твердых и жидких примесей в составе добываемого газа. Коэффициенты фильтрационного сопротивления A и B , а также истинная взаимосвязь депрессии на пласт с дебитом газа напрямую зависят от качества измерения давления. Измерители давления, которые применяются на промысле абсолютно подходят для решения поставленной задачи, поскольку более совершенные и точные измерители давления на газовых скважинах фактически не используются. Связанные с измерением давления некоторые погрешности связаны с особенностью месторождения «Н», которая заключается в том, что из-за довольно высокой проницаемости пласта создаваемая депрессия на пласт практически незначительна и часто сопоставляется с классом точности измерителей давления. Таким образом, всего лишь небольшие ошибки в измерении давления на определенных режимах работы скважины в процессе проведения ее исследования способны нарушить зависимость между депрессией на пласт и дебитом, которая характерна для указанных месторождений либо отдельных участков данных месторождений.

Другой фактор, который оказывает влияние на качество устанавливаемых параметров пласта и скважин, это методика, используемая при пересчете устьевых давлений, измеренных при разных режимах работы скважины, на забойные. При этом ошибки допущенные в формулах для пересчета устьевого

статического давления на пластовое и устьевых давлений на забойные несопоставимы. Данное обстоятельство связано с тем, что точность барометрической формулы выше, чем формулы для установления забойного давления по подвижному потоку газа в фонтанных трубах. Точность последней обусловлена шероховатостью труб, наличием внутрискважинного оборудования - пакера, муфт; клапанов, наличием жидкости в потоки и ее влиянием на коэффициент гидравлического сопротивления и т.д. Все вышеперечисленные параметры способны внести изменения в величину истинного забойного давления, которая сопоставима с создаваемой депрессией на пласт.

Следующий фактор, который влияет на качество устанавливаемых по результатам проведенного исследования параметров, является технология проведения исследования. Поскольку основной способ установления коэффициентов фильтрационного сопротивления и связи депрессии с дебитом газа является исследование, которое проводится при стационарных режимах фильтрации, это исследование необходимо проводить с соблюдением полной стабилизации дебитов и забойных давлений на разных режимах работы скважин и полного восстановления давления между режимами. В случае если указанные условия не соблюдаются, то необходимо применить изохронный или экспресс-метод, с указанием на это в актах исследования способ и продолжительность испытания скважин.

Особое внимание следует уделить результатам указанных исследований по определению качественной связи между депрессией на пласт, дебитом газа и количеством жидких примесей на различных режимах. Выше были указаны данные о продолжительности работы скважин на режимах как при стандартных, так и при специальных исследованиях. Указанные данные не могут быть приняты в качестве времени, которое необходимо для стабилизации процессов разрушения призабойной зоны и выноса на поверхность продуктов разрушения на режимах, поскольку временные затраты в размере 30 мин недостаточны для стабилизации количества твердых примесей при заданной депрессии.

7.2 Изменения в методике проведения и обработки результатов

На основании анализа исследований, которые проведены на месторождении «Н» можно отметить, что требуется внести определенные изменения в методику проведения и обработки результатов исследования газовых скважин [4].

Проведение исследований газовых скважин подразделяется на несколько этапов: на первом этапе происходит проведение исследований на скважине и запись начальных результатов, т.е. давлений и температур; второй этап заключается в обработке полученных результатов. Обычно, между первым и вторым этапами как правило, проходит довольно значительный промежуток времени. До конечной обработки полученных данных вид индикаторной кривой неизвестен. Следовательно, представляется невозможным на скважине проверить и своевременно устранить допущенные при исследовании ошибки.

Из проведенного анализа многочисленных промысловых испытаний следует то, что недостоверность и ошибки в исследованиях происходят в результате того, что во время непосредственного выполнения опыта не происходит обработка их результатов, а также не выполняются исправления полученных искаженных экспериментальных данных. Дальнейшее повторение исследований после проведения второго этапа довольно часто сопряжено с определенными трудностями. Например, в некоторых разведочных скважинах изредка невозможно повторно провести исследования при переходе на вышележащий горизонт или консервации скважины. Во время проведения специальных исследований скважины по циклам их обработка именно на скважине приобретает довольно большое значение.

Следовательно, необходимо в процессе исследования именно на скважине проводить первичную обработку начальных данных, а именно определять дебиты газа, пластовое и забойное давления, строить кривые стабилизации и нарастания давления, индикаторные кривые и анализировать их вид и т.д.

При проведении обработки результатов довольно часто проводятся стандартные расчеты Q , $P_{пл}$, $P_{ст}$ и т.д. Для того, чтобы ускорить процесс расчетов и возможности их проведения на скважинах необходимо использовать определенные графики и номограммы.

Работа по исследованию газовых скважин при стационарном режиме фильтрации ведутся в следующих направлениях:

а) улучшения методов и аппаратуры для проведения исследований скважин, для того чтобы получить полный комплекс исходных данных (исследование при выпуске газа в газопровод, изучение влияния глинизации призабойной зоны пласта, создание передвижных установок, построение номограмм);

б) изучение влияния различных ошибок в определении давления и дебита на форму индикаторной кривой;

в) изучение притока газа к забою и связанных с этим ошибок, если уравнения пишутся для идеальных газов.

7.3 Исследования скважин с выпуском газа в газопровод

Возможность выпуска газа в атмосферу при проведении исследования может быть допущена только в определенном случае. А именно, если исследуемая скважина не подключена к газопроводу, и при наличии резких колебаний давления в газосборной сети в течение проведения исследований скважин на данном - режиме работы скважины в случае незначительного истечения газа на штуцере. Последний случай, как показывает практика, встречается довольно редко, т.е. значительную часть скважин возможно исследовать при направлении газа в газопровод. В этом случае:

а) установление параметров пласта происходит более точно, особенно при длительном периоде стабилизации забойного давления;

б) наиболее верно устанавливается технологический режим работы скважины, поскольку проведение исследования может продолжаться более чем длительное время и имеется возможность в сепараторах точнее измерить

количество жидких и твердых примесей на различных режимах работы, т.е. установить предельные дебиты и депрессии во время выноса породы и подтягивания конуса подошвенной воды;

в) выясняют условия гидратообразования и выбирают наиболее эффективную технологическую схему сепарации газа;

г) улучшаются условия испытания; отсутствуют шум и вибрация оборудования;

д) устраняются потери газа.

Проводя исследование скважины при поступлении газа в газопровод и выполняя обработку по методике можно определить коэффициенты А и В и пластовое давление, не останавливая скважины. Это позволяет провести испытание всех эксплуатирующихся скважин одновременно, соответственно уменьшая и увеличивая дебиты отдельных скважин с расчетом, чтобы их суммарный дебит не подвергался изменениям.

В тоже время при проведении исследования с выпуском газа в газопровод разница между пластовым и устьевым (после сепаратора) давлением должна выполнять компенсирование потери давления при движении газа в пласте до забоя, по стволу скважины, а также потери в сепараторе на всех 5-6 режимах, которые предусмотрены методикой исследований. В редких случаях, а именно когда скважины вскрывают пласты с низким давлением, и фактически на всех месторождениях на итоговой стадии их разработки, исследования с выпуском газа в газопровод имеются некоторые затруднения. Сложившаяся ситуация, связана с тем, что минимальная разница между давлением в газопроводе и устьевым давлением после сепаратора ограничивает число режимов исследования. Для обеспечения необходимого диапазона изменения устьевого давления на общей схеме оборудования скважины, подключенной к газосборному пункту, существует факельная линия с целью проведения части исследований с выпуском газа в атмосферу.

Порядок проведения испытания скважин с выпуском газа в газопровод методом установившихся отборов устанавливается следующий.

Изначально, производится оценка дебита, исследуемой скважины по следующим формулам

$$Q = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4(B + \Theta) \cdot (P_{\text{пл}}^2 + P_{\text{ат}}^2 \cdot e^{2s})}}{2(B + \Theta)} \quad (7.1)$$

$$Q = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4(B + \Theta) \cdot (P_{\text{пл}}^2 - P_2^2 \cdot e^{2s})}}{2(B + \Theta)} \quad (7.2)$$

Формула (7.1) обозначает предельное значение дебита, которое обусловлено определенной характеристикой пористой среды и конструкцией скважины, при проведении испытания с выпуском газа в атмосферу.

Формула (7.2) обозначает предельную производительность скважины при поддержании заданного после диафрагмы давления P_2 в системе сбора и транспорта газа.

В соответствии с числом предполагаемых режимов полученный дебит скважины равномерно разделяется на число данных режимов так, чтобы режим с максимальным дебитом соответствовал 80% максимума шкалы измерителя. Режимы, попадающие по дебиту ниже 30% шкалы замера, необходимо исследовать другим дифманометром, максимум которого соответствует 30% первого.

В случае если при проведении исследования используется один из ускоренных методов, то один из режимов, на котором необходима полная стабилизация всех параметров, выбирается таким, чтобы исключались возможности накопления в стволе скважины жидкостной или песчаной пробки, а также влияние упругих свойств пласта и флюидов на характерную зависимость между дебитом и депрессией на пласт.

В тех случаях, если дебит скважины довольно ниже, чем верхний предел номинальной работы дифманометра на высокую производительность, то

исследование на всех либо на большинстве режимов проводится расходомером на низкую производительность.

Измерение давления до диафрагмы и перепада давления можно осуществить как самим дифманометром, так и отдельными образцовыми манометрами синхронно с измерением давлений на устье и забое скважины.

Необходимое давление после диафрагм определяется предварительно с учетом устьевого давления, длины шлейфа и давления сепарации или транспорта газа и устанавливается путем использования штуцеров или регулируемых задвижек.

8.1 Содержание мероприятий

В период падающей добычи и поднятия газовойдыного контакта основной проблемой для скважин является образование гидратов на стенках НКТ, что вызывает непреднамеренную остановку скважин. В этих случаях используют метанол в больших количествах как средство профилактики гидратообразований так и в качестве реагента для разрушения гидратных пробок. Основу технологических затрат на осушку газа, составляет восполнение потерь метанола. Метанол теряется в основном по двум причинам:

1. Унос метанола с осушенным газом;
2. Унос метанола в виде ВМР.

Для того чтобы повысить эффективности эксплуатации УКПГ месторождения «Н», были проведены следующие работы:

1. Повышение эффективности сепарации, путем отладки работы первичных сепараторов и сепараторов дожимной компрессорной станции;
2. Работы по улучшению разделения фаз ВМР - конденсат в разделителях Р-2, что, соответственно, приведет к снижению прямых потерь метанола;
3. Реконструкцию внутренних устройств абсорбера с целью достижения максимальной пропускной способности по газу и создания условий для остановки первой очереди под реконструкцию;
4. Провести расчётные исследования системы предупреждения гидратообразования и определить оптимальную степень отдувки метанола [1].

8.2 Расчет количества необходимой техники

В процессе реконструкции потребуется лебедка для вскрытия и подъема тяжелых частей абсорбера

Таблица 8.1 – Специальная техника

№	Краткое описание действия	Используемое оборудование
1	Вскрытие абсорбера для проведения работ по модернизации	Лебедка электрическая (ТЭ10) 10т 6.3м

8.3 Расчет времени на проведение подготовительного мероприятия

Время на проведение мероприятия включает в себя время на монтаж и демонтаж соединительных частей абсорбера [10].

Таблица 8.2 – Время на выполнение подготовительного мероприятия

Операция	Общее время, ч
Демонтаж соединительных частей абсорбера	5
Демонтаж тарелок	7
Монтаж сетчатой насадки	7
Монтаж соединительных частей абсорбера	5
Итого:	24

Общее время на проведение подготовительного мероприятия будет равно 24 ч.

8.4 Расчет амортизационных отчислений на использование электрической лебедки

Таблица 8.3 – Расчет амортизационных отчислений на модернизацию абсорберов

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации в месяц, руб.	Норма амортизации в час, руб	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Лебедка электрическая (ТЭ10) 10т 6.3м	142000	10	1183,3	7,00	24	168

Из таблицы следует что затраты на амортизацию при проведении модернизации абсорбера составят 168 руб.

8.5 Расчет затрат на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;

- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Таблица 8.4 – Расчет заработной платы

Профес сия	Разр яд	Количес тво	Тариф ная ставка, руб./ча с	Время на проведени я мероприя тия, ч.	Тарифн ый фонд ЗП, руб.	Сев и Рай. коэф. 50%+8 0%	Заработ ная плата с учетом надбаво к, руб.
Слесарь	6	2	190	24	4560	5928	20976

Из таблицы следует что затраты на заработную плату при проведении модернизации абсорбера 20976 руб.

8.6 Отчисления во внебюджетные фонды

В этом разделе предоставлен расчет страховых отчислений во внебюджетные фонды, такие как: Пенсионный фонд России (ПФР), Фонд социального страхования (ФСС), Федеральный фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС).

Таблица 8.5 – Страховые тарифы на обязательное страхование в ПФР, и ФОМС

Должн-ть	Кол-во	Заработная плата за выполненный вид работ, руб.	Тип страховых отчислений и ставка по отчислениям			
			Страхование от несчастных случаев на производстве 0,2%	ПФР, 22%	ФСС, 2,9%	ФОМС, 5,1%
Слесарь	6	20976	41,95	4614,7	608,3	1069,7
Итого				6334,75		

8.7 Стоимость контрагентных услуг

Таблица 8.6 – Стоимость контрагентных услуг

Наименование	Количество, ч.	Стоимость за единицу руб.	Конечная стоимость руб.
Услуги научно-исследовательских и конструкторских работ	360	416,6	150000
Итого			150000

8.8 Стоимость материалов

Таблица 8.7 – Стоимость материалов

Наименование	Количество	Стоимость за единицу руб.	Конечная стоимость руб.
Модернизированная сетчатая насадка на абсорбер	1	145797	145797
Итого			145797

8.9 Формирование бюджета затрат на реализацию объекта

Таблица 8.8 – Формирование бюджета

№	Состав затрат	Сумма затрат
1	Расчет амортизационных отчислений на технику	168
2	Фонд оплаты труда	20976
3	Отчисления во внебюджетные фонды	6334,75
4	Стоимость контрагентных услуг	150000
5	Стоимость материалов	145797
6	Итого основные расходы	323275,75
7	Накладные расходы (16%)	51724,12
8	Всего затраты на мероприятие	375000

Дано:

- Цена метанола за тонну – 28 тыс. руб.
- Потери метанола до модернизации установки – 100 г/1000 м³
- Потери метанола после модернизации установки – 20 г/1000 м³
- Объем добычи газа – 687,5 млн. м³/год

Сокращение потерь метанола за счет модернизации установки:

$$\Delta N_p = N_p - N_{p.мод.}$$

где N_p - потери метанола до модернизации, г/1000 м³;

$N_{p, \text{мод.}}$ - потери после модернизации, г/1000 м³.

$\Delta N_p = 100 - 20 = 80$ г/1000 м³;

Экономия метанола за год работы установки составит:

$\Delta N_{г.} = (687500000 \cdot 80) / (1000000 \cdot 1000) = 55$ т/год;

Стоимостная оценка результатов экономии метанола вследствие проведенной модернизации установки за год составит:

$$\Delta C_m = \Delta N_{\text{год}} \cdot C_{\text{мет.}}$$

где $C_{\text{мет.}}$ - цена метанола 28 тыс. руб/т.

Следовательно, стоимостная оценка результатов составляет:

$\Delta C_m = 55 \cdot 28 = 1540$ тыс. руб.

Далее рассчитаем прирост чистой прибыли от проведенного мероприятия:

$$\Delta P_{\text{рч}} = \Delta P_{\text{рв}} - N,$$

где $\Delta P_{\text{рч}}$ – прирост чистой прибыли, тыс. руб.;

$\Delta P_{\text{рв}}$ – прирост валовой прибыли, тыс.руб.;

N – налог на прибыль, тыс.руб.

В данном случае прирост валовой прибыли численно равен стоимости сэкономленного метанола за год, т.е. $\Delta P_{\text{рв}} = 1540$ тыс.руб.

По действующей в Российской Федерации системе налогообложения, налог на прибыль составляет 20 %. Принимаем, что система налогообложения сохранится стабильной в течение расчетного периода, составляющего 3 года, т.е. с 2012 года и по 2015 год включительно.

Далее рассчитаем экономическую эффективность модернизации путем определения потока денежной наличности и чистой текущей стоимости. Определяем коэффициент дисконтирования для каждого расчетного года по формуле:

$$\alpha = \frac{1}{(1 + E_{\text{нп}})^{t-t_p}}$$

где $E_{\text{нп}}$ – нормативный коэффициент приведения $E_{\text{нп}} = 0,15$;

t_p – расчетный год, т.е. год, предшествующий технологическому эффекту;
 t - год расчетного периода.

Поток денежной наличности Π_n определяется по формуле:

$$\Delta\Pi_n = \Delta\Pi_q + A - K,$$

где $\Delta\Pi_q$ – прирост чистой прибыли;

A – амортизационные отчисления;

K – капитальные затраты на модернизацию и на НИР и ОКР.

Чистая текущая стоимость определяется по следующей формуле:

$$\Delta\text{ЧТС} = \sum \Delta\text{ДПДН},$$

где $\Delta\text{ДПДН}$ – дисконтированный поток денежной наличности.

$$\Delta\text{ДПДН} = \Delta\Pi_n \cdot \alpha,$$

Далее определяем накопленные значения потока денежной наличности и чистой текущей стоимости и по этим накопленным значениям строим профили $\Delta\text{НПДН}$ и $\Delta\text{ЧТС}$ и определяем срок окупаемости мероприятия.

8.10 Результаты расчетов экономической эффективности

Расчеты экономической эффективности произведены по данным модернизации УКПГ- 4 месторождения «Н».

Таблица 8.9 – Экономические показатели модернизации установки

	Показатели, тыс. руб.	Годы			
		2012	2013	2014	2015
1	Прирост вал.прибыли от мероприятия	-	1540	1540	1540
2	Капитальные вложения	375	-	-	-
3	Текущие затраты	-	442	442	442
4	Налог на прибыль(20%)	-	308	308	308
5	ПДН, тыс. р.	-375	415	415	415
6	НПДН	-375	415	695	1110
7	Коэфф. дисконтирования	-	0,91	0,87	0,78
8	ДПДН, тыс. р.	-375	361	324	295
9	ЧТС	-375	361	561	856

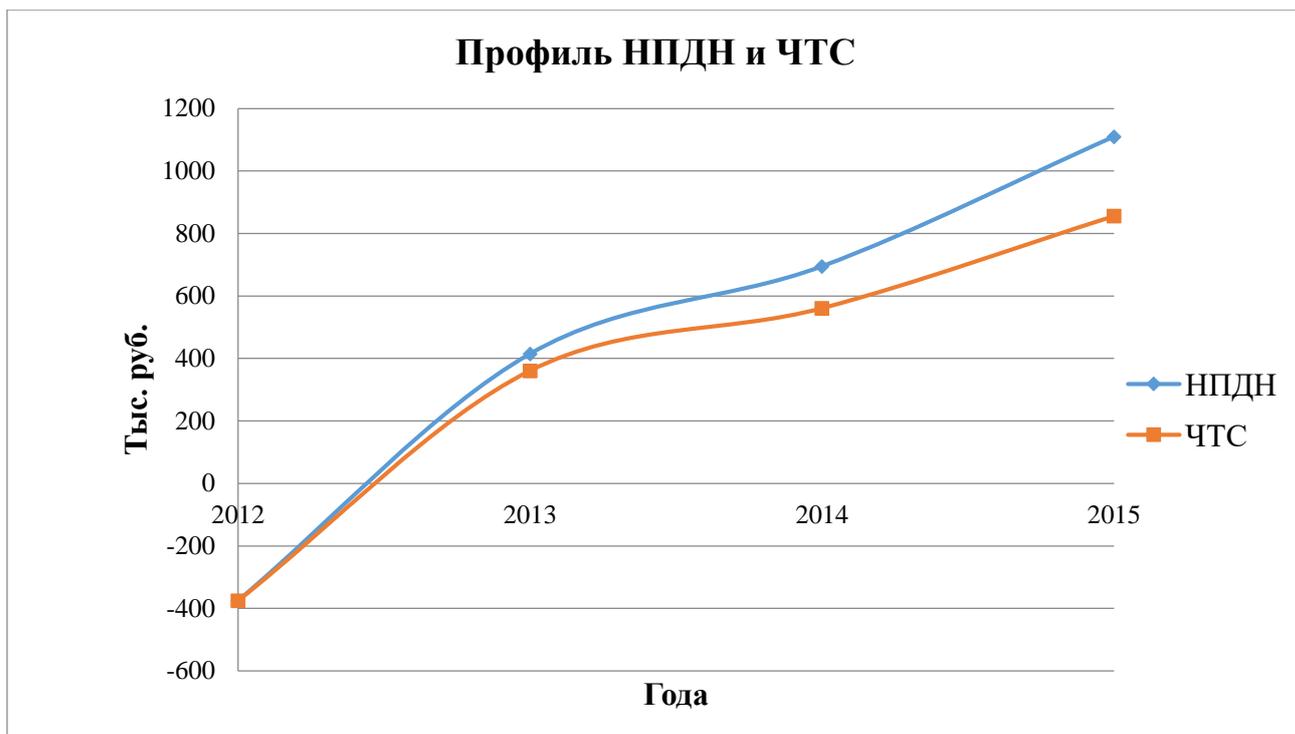


Рисунок 8.1 – Профиль динамики НПДН и ЧТС

8.11 Расчет чувствительности проекта к риску

Главной опасностью внедрения проекта является изменение в течение какого-то периода времени, каких-нибудь стоимостных показателей. Поэтому заранее необходимо предположить это изменение и просчитать чувствительность проекта к риску.

Произведем расчет на предмет изменения экономии метанола (Q), цены на метанол (Ц), текущих затрат (И), налога на прибыль (Н).

Примем следующие вероятные вариации этих факторов:

- Q [- 10 %, + 10 %] – Экономия метанола;
- Ц [-20 % ; +20 %] – Цена метанола;
- И [- 15 % ; +15 %] – Текущие затраты;
- Н [-10 % ; + 10 %] – Изменение ставки налога.

Таблица 8.10 – Расчет НПДН и ЧТС при снижении экономии метанола на 10%

	Показатели, тыс. руб.	Годы			
		2012	2013	2014	2015
1	Прирост вал.прибыли от мероприятия	-	1380	1380	1380
2	Капитальные вложения	375	-	-	-
3	Текущие затраты	-	710	710	710
4	Налог на прибыль	-	331	331	331
5	ПДН, тыс. р.	-375	-211	339	339
6	НПДН, тыс. р.	-375	-211	128	466
7	Коэфф. дисконтирования	0,91	0,83	0,75	0,68
8	ДПДН, тыс. р.	-341	-194	295	264
9	ЧТС, тыс. р.	-341	-194	100	365

Таблица 8.11 – Расчет НПДН и ЧТС при увеличении экономии метанола на 10%

	Показатели, тыс. руб.	Годы			
		2012	2013	2014	2015
1	Прирост вал.прибыли от мероприятия	-	1686	1686	1686
2	Капитальные вложения	375	-	-	-
3	Текущие затраты	-	780	780	780
4	Налог на прибыль	-	405	405	405
5	ПДН, тыс. р.	-375	-49	501	501
6	НПДН, тыс. р.	-375	-49	453	954
7	Коэфф. дисконтирования	0,92	0,83	0,75	0,68
8	ДПДН, тыс. р.	-341	-45	436	391
9	ЧТС, тыс. р.	-341	-45	391	782

Таблица 8.12 – Расчет НПДН и ЧТС при снижении цены на метанол на 20%

	Показатели, тыс. руб.	Годы			
		2012	2013	2014	2015
1	Прирост вал.прибыли от мероприятия		1226	1226	1226
2	Капитальные вложения	375			
3	Текущие затраты	-	750	750	750
4	Налог на прибыль	-	294	294	294
5	ПДН, тыс. р.	-375	-368	182	182
6	НПДН, тыс. р.	-375	-368	-186	-4,72
7	Коэфф. дисконтирования	0,91	0,83	0,75	0,68
8	ДПДН, тыс. р.	-341	-339	158	142
9	ЧТС, тыс. р.	-341	-339	-181	-39

Таблица 8.13 – Расчет НПДН и ЧТС при повышении цены на метанол на 20%

	Показатели, тыс. руб.	Годы			
		2012	2013	2014	2015
1	Прирост вал.прибыли от мероприятия		1840	1840	1840
2	Капитальные вложения	375			
3	Текущие затраты	-	750	750	750
4	Налог на прибыль	-	442	442	442
5	ПДН, тыс. р.	-375	98,4	648	648
6	НПДН, тыс. р.	-375	98,4	747	1395
7	Коэфф. дисконтирования	0,91	0,83	0,75	0,68
8	ДПДН, тыс. р.	-341	90,5	564	506
9	ЧТС, тыс. р.	-341	90,5	655	1160

Таблица 8.14 – Расчет НПДН и ЧТС при снижении текущих затрат на 15%

	Показатели, тыс. руб.	Годы			
		2012	2013	2014	2015
1	Прирост вал.прибыли от мероприятия		1540	1540	1540
2	Капитальные вложения	375			
3	Текущие затраты	-	638	638	638
4	Налог на прибыль	-	368	368	368
5	ПДН, тыс. р.	-375	-23	527	527
6	НПДН, тыс. р.	-375	-23	504	1031
7	Коэфф. дисконтирования	0,91	0,83	0,75	0,68
8	ДПДН, тыс. р.	-341	-21	459	411
9	ЧТС, тыс. р.	-341	-21	437	849

Таблица 8.15 – Расчет НПДН и ЧТС при увеличении текущих затрат на 10%

	Показатели, тыс. руб.	Годы			
		2012	2013	2014	2015
1	Прирост вал.прибыли от мероприятия	-	1540	1540	1540
2	Капитальные вложения	375			
3	Текущие затраты	-	825	825	825
4	Налог на прибыль	0	368	368	368
5	ПДН, тыс. р.	-375	-210	340	340
6	НПДН, тыс. р.	-375	-210	130	470
7	Коэфф. дисконтирования	0,91	0,83	0,75	0,68
8	ДПДН, тыс. р.	-341	-193	296	265

9	ЧТС, тыс. р.	-341	-193	103	368
---	--------------	------	------	-----	-----

Таблица 8.16 – Расчет НПДН и ЧТС при снижении ставки налога на 10%

	Показатели, тыс. руб.	Годы			
		2012	2013	2014	2015
1	Прирост вал.прибыли от мероприятия		1540	1540	1540
2	Капитальные вложения	375			
3	Текущие затраты	-	750	750	750
4	Налог на прибыль	0	331	331	331
5	ПДН, тыс. р.	-375	-98	452	452
6	НПДН, тыс. р.	-375	-98	354	806
7	Коэфф. дисконтирования	0,91	0,83	0,75	0,68
8	ДПДН, тыс. р.	-341	-90	393	353
9	ЧТС, тыс. р.	-341	-90	303	656

Таблица 8.17 – Расчет НПДН и ЧТС при увеличении ставки налога на 10 %

	Показатели, тыс. руб.	Годы			
		2012	2013	2014	2015
1	Прирост вал.прибыли от мероприятия	-	1540	1540	1540
2	Капитальные вложения	375	-	-	-
3	Текущие затраты	-	750	750	750
4	Налог на прибыль	-	405	405	405
5	ПДН, тыс. р.	-375	-172	378	378
	НПДН, тыс. р.	-375	-172	206	584
7	Коэфф. дисконтирования	0,91	0,83	0,75	0,68
8	ДПДН, тыс. р.	-341	-158	329	295
9	ЧТС, тыс. р.	-341	-158	171	465

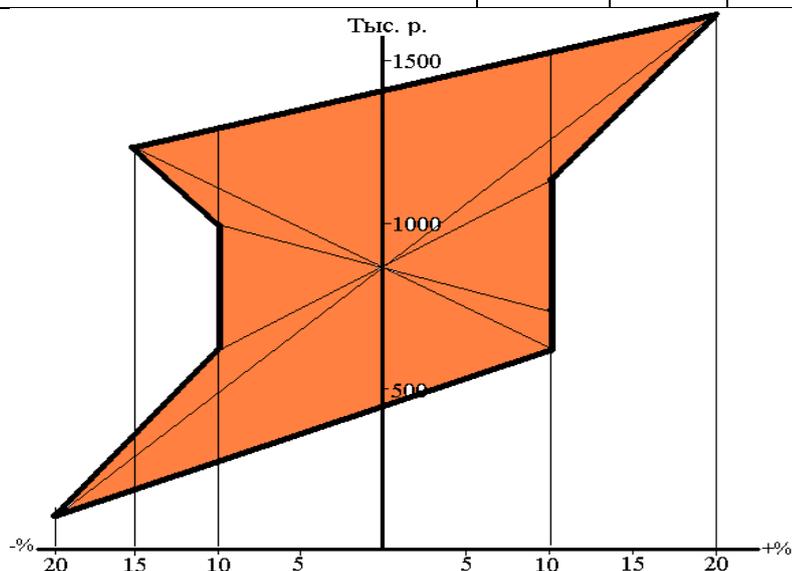


Рисунок 8.2 – График чувствительности проекта к риску.

Расчеты экономической эффективности произведены за счет сокращения расхода метанола в системе сепарации газа по данным модернизации сепаратора на одной технологической нитке УКПГ – 4 месторождения «Н» по каждому из которых валовая прибыль составила 255,5 тыс. руб. в год.

Проанализировав график чувствительности, наблюдаем, что изменения факторов риска находятся полностью в положительной зоне и поэтому экономический риск для внедрения проекта полностью отсутствует.

Данное мероприятие – сокращение расхода метанола в процессе предварительной сепарации газа следует рекомендовать к более широкому применению.

9. Социальная ответственность

9.1 Производственная безопасность

ООО «Газпром добыча Ямбург» осуществляет свою деятельность с учетом интересов работников, местного сообщества. Стратегия предприятия учитывает принципы социальной ответственности и ориентирована на такое развитие, которое помимо улучшения производственных результатов способствует позитивным социально-экономическим изменениям в регионе присутствия.

Таблица 9.1 Опасные и вредные факторы при выполнении работ

Источник фактора, Наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-15)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: - Работа с фонтанной арматурой. Внутренняя работа : - Работа с трубопроводами и резервуарами под высоким давлением	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе. 2. Превышение уровней шума и вибрации. 3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования. 2. Электрический ток.	ГОСТ 12.1.003-83 ГОСТ 12.1.012-78 ГОСТ 12.2.007-03 ГОСТ 12.1.030-96 СО 153-34.21.122-2003 ГОСТ 9544-75 ГОСТ 12532-88

9.2 Анализ выявленных вредных факторов

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

В соответствии с ГОСТ 12.0.003-15 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 вредным производственным факторам могут быть отнесены: шум, вибрация, движущиеся машины и вращающиеся части оборудования, пониженная температура воздуха, повышенная загазованность (запыленность) воздуха рабочей зоны.

9.2.1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Работы на газодобывающем предприятии часто проводятся на открытом воздухе, поэтому они связаны с воздействием на рабочих различных метеорологических условий.

Согласно правилам безопасности, рабочие выполняющие работы на открытом воздухе, должны быть защищены от воздействия неблагоприятных погодных условий. Защита обеспечивается в виде, обеспечения рабочего:

- Специальной одеждой и обувью;

- Обустройства козырьков над рабочим местом;
- В зимнее время оборудование помещений, целью которых является обогрев рабочих.

Запрещается проводить любые работы, во время заморозков, сильных ветров и ливней [13].

9.2.2 Повышенный уровень шума и вибрации

Для обеспечения безопасности при работе на скважинах и непосредственной близости от них, для операторов по добыче и исследованию скважин, созданы санитарно-гигиенические нормативы условий труда.

По этим нормам основными источниками опасных и вредных факторов производственной сферы являются шум и вибрация.

При добыче газа шумы значительной силы возникают на компрессорных станциях при капитальном ремонте скважин и при выполнении многих других производственных операций. Нормирование условий труда по шуму (таблица 21) осуществляется по ГОСТ 12.1.003-83 [14].

Общая вибрация на рабочих местах нормируется по ГОСТ 12.1.012-78, что позволяет оценить опасность воздействия вибрации на рабочих [15].

Таблица 9.2 – Предельно-допустимые уровни звукового давления

Характеристика помещения		Уровни звукового давления в дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								Уровни звука и эквивалентные уровни звукового давления, дБА
		63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Пост. раб.м	На терит.	3	5	0	0	0	0	0	0	85
	В помещен.	99	92	86	83	80	78	76	74	

Таблица 9.3 – Предельно-допустимые уровни виброскорости

Вид вибрации		Логарифмические уровни виброскорости дБ в октавных полосах со среднегеометр. полосами, Гц					
Технологическая на постоянных рабочих местах	В произв. помещениях						
	В машинно-котельных отделениях						

Для борьбы с шумом и вибрацией принимают защитные меры при строительстве объектов (используют звукопоглощающие материалы в панелях, в штукатурке, в блоках в виде рыхлой массы).

9.2.3 Тяжесть и напряженность труда

При проектировании оборудования необходимо учитывать условия его работы с принятием необходимых запасов прочности. Контрольно-измерительная аппаратура должна применяться регулярно, для того чтобы вовремя выявить опасные нарушения в режиме работы оборудования.

Необходимыми условиями являются: применение средств блокировки (ограничителей подъема нагрузок), исключающих неправильные действия обслуживающего персонала [19].

Также средства блокировки позволяют своевременно вывести рабочих из опасных зон и при возможности дистанционно управлять процессом.

Одним из наиболее важных процессов, которые относятся к мероприятиям по технике безопасности, является периодический осмотр и проведение испытаний оборудования и механизмов. Для предотвращения разрывов оборудования вследствие повышения давлений применяются различные предохранительные устройства.

Насосное хозяйство по вводу ДЭГа на установке осушки газа, должно соответствовать требованиям, предъявляемым к оборудованию и устройству пожароопасных помещений.

Необходимо проверять герметичность сальниковых, резьбовых и фланцевых соединений, запорных устройств, аппаратов и коммуникаций, находящихся в помещениях, не реже одного раза в смену индикаторной бумагой или мыльной пеной. Обнаруженные пропуски газа или конденсата необходимо немедленно устранить в присутствии наблюдающего.

В производственных помещениях и на рабочих местах для принятия своевременных мер по предотвращению возможности содержания в воздухе вредных веществ, превышающих предельно - допустимые санитарные нормы и требования взрывобезопасности, осуществляется постоянный контроль качества воздуха.

Также применяют промышленную вентиляцию для удаления из производственных помещений и рабочих мест воздуха, содержащего различные взрывоопасные и вредные вещества и подачи внутрь помещений и к рабочим зонам чистого наружного воздуха, для улучшения температурных условий помещения [19].

На газовых компрессорных станциях место забора приточного воздуха располагают на расстоянии не менее 8 метров от выброса выхлопных газов компрессоров.

Для ведения работы в зимний период, производственные помещения должны быть оборудованы, системой местного или центрального отопления, что позволит создать благоприятные условия для работы обслуживающего персонала.

Таблица 9.4 – Оптимальные нормы температуры, относительной влажности и скорости воздуха в рабочей зоне производственных помещений

Период года	Категория работ	Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Средней тяжести	17-19	40-60	0,2
Теплый	Средней тяжести	20-22	40-60	0,3

В ночное время территория места, где ведется работа, должна быть освещена. Освещение производственных помещений считается рациональным, если световой поток достаточно ярок и равномерно освещает, непосредственное место работы. Необходимо установить такое освещение, при котором, рабочих мог без труда найти необходимые ему предметы, а также не был бы ослеплен чрезмерно ярким источником света, или светом, отражающимся от различных поверхностей [19].

9.2.4 Вредные вещества на производстве

В технологическом процессе осушки газа, используется метанол. На промысле он хранится в специальных цистернах, которые располагаются, как правило, на значительном расстоянии от другого технологического оборудования. Так же из-за нарушения герметичности оборудования или коррозионных дефектов, возможно присутствие в производственных помещениях метана.[12].

Таблица 9.5 – Характеристика вредных веществ

Характеристика	Наименование веществ	
	Метан	Метанол
Плотность по воздуху	0,56	1,1
Предельно-допустимая концентрация, мг/м ³ В рабочей зоне В населенном пункте: Среднесуточная Максимально-разовая	300 50(ОБУВ)	5 0,2 1

Класс опасности	4	3
Действие на организм	Не оказывает токсичного действия	Сильный яд
Температура воспламенения, °С	<450	<436
Категория и группа взрывоопасной смеси	ПАТ 2	ПАТ 2

9.3 Анализ выявленных опасных факторов

Газопромысловое управление представляет сложную структуру производства, в котором задействован труд человека в разной степени опасности производственных факторов, оказывающих влияние на здоровье и работоспособность человека в процессе труда. Наиболее опасные и вредные производственные факторы могут возникнуть при обслуживании объектов газового хозяйства.

Эксплуатация месторождения «Н» ведется с помощью 14 газовых промыслов, состоящих из зоны с газовыми скважинами, одной УКПГ и одной ДКС.

Четкое знание правил и методов ведения работ, правил эксплуатации оборудования и механизмов, технологического процесса и последовательности операций, содержания рабочего места, производственных и складских помещений, содержания дорог и переходов, действия на организм человека вредных веществ и газов и их физико-химические свойства, порядка и методов устранения неисправностей, а также практическое умение оказания доврачебной медицинской помощи пострадавшим - залог безопасности и здоровых условий труда.

9.3.1 Электрическая безопасность

Мероприятия по электробезопасности включают следующее:

- при эксплуатации средств автоматизации необходимо соблюдать "Правила устройства электроустановок" (ПУЭ), "Правила эксплуатации электроустановок потребителей" и "Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок";

- все токоведущие части электрических устройств изолированы ($R_{из} \geq 0.5 \text{ МОм}$);
- по способу защиты человека от поражения электрическим током изделия средств автоматического управления соответствуют классам 1 и 2 (для изделий, предназначенных для соединения с источником напряжения 220 В) и классу 3 (для изделий, предназначенных для соединения с источником напряжения 24 В) по ГОСТ 12.2.007-03;
- все потребители электроэнергии имеют заземление или зануление ($R_3 \leq 4 \text{ Ом}$) согласно ГОСТ 12.1.030-96 ССБТ «Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление»;
- все части устройств, находящиеся под напряжением размещены в корпусах, обеспечивающих защиту обслуживающего персонала от соприкосновения с деталями, находящимися под напряжением;
- основное электрооборудование располагается отдельно от цеха - в щитовой ЦОГ, и находится в специальных промышленных шкафах;
- устройства снабжены световыми индикаторами включения питающей сети;
- молниезащита выполнена согласно «Инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» (СО 153-34.21.122-2003).

Для свободного и безопасного доступа обслуживающего персонала к аппаратам и местам расположения контрольно-измерительных приборов и аппаратуры смонтированы площадки и лестницы [16].

9.4 Экологическая безопасность

ООО «Газпром добыча Ямбург» уделяет большое внимание повышению экологической безопасности производственных объектов и охране окружающей среды. Для реализации этих задач разработана и утверждена приказом № 569 от 13.07.2011 экологическая политика компании, которая реализуется в рамках корпоративной экологической политики, принятой Правлением ПАО «Газпром»

и рекомендованной Советом Директоров ПАО «Газпром» для применения в компаниях Группы Газпром.

9.4.1 Влияние проектируемых работ на окружающую среду

Разработка месторождения должна осуществляться при полном соблюдении природоохранных требований, правовых норм и действующего законодательства Российской Федерации.

В процессе обустройства месторождения сооружены: газовые скважины, трубопроводы, автодороги, линии электропередач, УКПГ, ДКС и другие производственные объекты. Из временных объектов, которые существенно могут оказывать воздействие на окружающую среду, следует отметить карьеры грунта для сооружения автомобильных дорог и отсыпки площадок скважин. Все вышеперечисленные объекты в той или иной степени оказывают воздействие на окружающую среду [17].

Современная технология добычи газа, а также используемые для изготовления технологического оборудования конструкционные материалы не позволяют полностью предотвратить загрязнение атмосферы выбросами вредных веществ. Основным источником загрязнения атмосферы являются постоянные, технологически неизбежные выбросы. Основными источниками выделения вредных веществ в атмосферу являются технологические комплексы, расположенные на промышленных площадках УКПГ, промышленных баз и вахтовых комплексов. Продуктами сгорания газа являются окислы азота и оксид углерода [17].

В соответствии с нормами технологического проектирования для предотвращения попадания газа в производственные помещения и атмосферу, проектом обустройства должна предусматриваться полная герметизация всего оборудования, арматуры, трубопроводов, исключая постоянные сбросы газа в атмосферу. Вся принятая запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах, транспортирующих газ, метанол и ДЭГ, соответствует 1 классу

герметичности по ГОСТ 9544-75, предохранительная арматура по ГОСТ 12532-88.

Согласно «Методическим указаниям Глав СЭС Минздрава 3936-85 «Контроль содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны», в зависимости от класса опасности периодичность отбора проб принимается следующей:

- I - не ниже 1 раза в 10 суток;
- II - 1 раз в месяц;
- III - 1 раз в квартал.

Основным компонентом промышленных стоков, определяющим их состав, являются пластовые воды, выделяемые из газа на УКПГ.

На площадках УКПГ, ДКС, промышленных баз принимается отдельная система канализации: бытовая и производственная. На площадках вахтовых комплексов предусматривается только бытовая канализация [17].

Для очистки бытовых стоков предусматриваются канализационные очистные сооружения.

Основными источниками выбросов углеводородов в атмосферу на площадках УКПГ являются вытяжные вентиляционные установки технологических корпусов, продувочные свечи установок. Источниками выбросов продуктов сгорания газа (окислы азота, оксид углерода) являются дымовые трубы печей регенерации метанола, печей регенерации ДЭГа.

Таблица 9.6 – Предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ

Загрязняющее вещество	ПДК _{мр} , мг/м ³	ПДК _{сс} , мг/м ³	Класс опасности
Диоксид азота NO ₂	0,085	0,04	2
Оксид азота СО	5	3	4
Метан СН ₄	50(ОБУВ)	-	4

Факелы служат для сжигания газа из технологических установок при опорожнении аппаратов перед ремонтом, выводе шлейфов на температурный режим и при аварийном опорожнении УКПГ. К периодическим выбросам относятся продувки скважин, газопроводов, непостоянно действующие факелы, свечи пуска и стравливания газа из нагнетателей ГПА на ДКС [17].

9.4.2 Мероприятия по защите окружающей среды

Для уменьшения выбросов предусматриваются полная герметизация всего оборудования, арматуры и трубопроводов, исключая постоянные выбросы газа в атмосферу. Вся принятая запорная арматура устанавливается на трубопроводах, транспортирующих газ, метанол и ДЭГ, соответствует 1 классу герметичности затвора по ГОСТ 9544-75, предохранительная арматура по ГОСТ 12532-88.

На случай повышения давления, сверх предусмотренного режимом, оборудование должно быть оснащено предохранительными клапанами с выбросом газа на факел. Освоение скважин следует проводить с применением сепараторов-утилизаторов, сократив при этом время сжигания газа до 3-4 часов.

На площадках УКПГ, промышленных баз, вахтовых комплексов вода расходуется на хозяйственно-питьевые, производственные нужды и пожаротушение [18].

Основным компонентом промышленных стоков, определяющим их состав, являются пластовые воды, выделяемые из газа на УКПГ.

В процессе вывода скважин на технологический режим и последующей их эксплуатации в воду попадают метанол и ДЭГ, а также углеводородный конденсат, производственные стоки проходят очистку непосредственно на установке закачки стоков в пласт. Для очистки бытовых стоков предусматриваются канализационные очистные сооружения (КОС) полной биологической очистки вод с последующей доочисткой на песчаных фильтрах [17].

В процессе эксплуатации промысла будут образовываться отходы производства, являющиеся потенциальным фактором загрязнения почв. Предотвращение загрязнения почв реализуется устройством площадок для складирования и сжигания твердых отходов.

9.5 Защита в чрезвычайных ситуациях

В результате аварий на производстве, возникают так называемые чрезвычайные ситуации. Они практически всегда сопровождаются разрушениями оборудования, человеческими жертвами и уничтожением других материальных ценностей. Для газовой промышленности характерны такие производственные аварии как:

- аварийные выбросы газа и реагентов, применяемых в производстве, в результате разрыва трубопровода, утечек и т.д.;

- пожары;

- взрывы.

В случае возникновения аварийной ситуации, угрожающей выводом из строя оборудования необходимо произвести аварийную остановку УКПГ. К наиболее распространенным аварийным ситуациям можно отнести:

- прекращение подачи воздуха контрольно-измерительным приборам и аппаратуре;

- полное отключение электроэнергии;

- прорыв газа;

- возникновение пожара на установке.

При кратковременном прекращении подачи воздуха в контрольно-измерительные приборы и аппаратуру установки, работа установки не останавливается. Регулирование подачи воздуха происходит в ручном режиме, то есть оператор руководствуется только показаниями приборов, установленных по месту. Если устранить данную таким способом проблему не представляется возможным, необходимо произвести нормальную остановку УКПГ [11].

На случай повсеместного отключения электроэнергии, на промысле имеются две автоматизированные электростанции АС-804Р, с суммарной мощностью 1200 кВт. Перевод на аварийное электроснабжение установки производится автоматически либо вручную непосредственно с пульта управления [11].

Аварийная остановка установки комплексной подготовки газа, при возникновении чрезвычайной ситуации, производится в следующей последовательности:

- Остановка технологической нитки;
- Сброс давления с участка, на котором произошел прорыв газа;
- Немедленное прекращение всех огневых работ на промысле;
- Вызов пожарной команды;
- Устранение дефекта.

При возникновении пожара на установке, остановка установки осуществляется в следующей последовательности:

- В аварийном режиме остановить установку;
- Произвести мероприятия по сбросу давления с аппаратов, которые находятся под угрозой возникновения пожара;
- Вызов пожарной команды;
- По возможности произвести работы по локализации очага возгорания, до приезда пожарной бригады, своими силами [11].

9.5.1 Пожарная безопасность

Пожарная безопасность на предприятии должна соблюдаться в соответствии с требованиями «Правил противопожарной эксплуатации в газовой промышленности».

На установке комплексной подготовки газа предусмотрено наружное пожаротушение, с использованием водонапорной сети диаметром 159,5 миллиметров и незамерзающих пожарных гидрантов. Напор воды, создается с помощью стационарных насосных установок, имеющих на насосной станции.

На площади УКПГ устанавливают два резервуара, емкостью по 1000 м³, для хранения пожарного запаса воды. Емкости оснащены огневым подогревом. Также во избежание прорыва огня в систему промышленных стоков, установлены гидравлические затворы [11].

Опираясь на «Типовые правила пожарной безопасности для промышленных предприятий», были разработаны инструкции о мерах пожарной безопасности, для всех без исключения цехов, лабораторий и иных помещений. Все помещения обязаны быть укомплектованы средствами пожаротушения, а также пожарным инвентарем, который предусмотрен действующим нормативом [18].

В качестве средств пожаротушения рекомендуется применять пар, воду, углекислый газ, песок, химические порошки в соответствии с технологическими требованиями. Запрещается использование противопожарного оборудования для иных целей.

Не допускается загромождение различным оборудованием и машинами дорог, проездов, лестничных клеток и коридоров, ведущим к первичным средствам пожаротушения и связи. Курение разрешается только в специально отведенных и оборудованных помещениях. Промасленные обтирочные материалы должны храниться в металлических ящиках, установленных в определенных местах.

На УКПГ, кроме вышеперечисленных средств пожаротушения, имеются:

- огнетушители СП-50;
- огнетушители ОП-10 (порошковые);
- пожарные щиты с инвентарем:
- пожарные гидранты;
- емкости с песком [11].

Во всех технологических цехах устанавливаются датчики системы пожарной сигнализации о наличии в воздухе опасного количества метана, которая автоматически включает вытяжные вентиляторы и выдает световой и звуковой сигналы [18].

9.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Разработка месторождений нефти и газа в Западной Сибири, относится работам по извлечению труднодобываемых полезных ископаемых, которые

расположены в труднодоступной местности. Поэтому данный вид деятельности в данном регионе Российской Федерации имеет ряд своих особенностей [20].

Поэтому осуществление правового регулирования труда рабочих, в данной отрасли и в данном субъекте Российской Федерации, соблюдается с учетом норм, которые были установлены в статьях 297-302 Трудового кодекса Российской Федерации, глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом». Кроме того, учитываются нормы, установленные главой 50 Трудового кодекса «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям», статьи с 313 по 327 [20].

Существует ряд характерных особенностей, относящихся к правовому регулированию труда в нефтегазовой отрасли. Среди них можно выделить:

- Величина рабочего времени;
- Величина времени отдыха;
- Заработная плата;
- Охрана труда.

Исходя из статьи номер 91, трудового кодекса, можно сделать вывод, максимально возможное рабочее время не должно превышать 40 часов в неделю. Однако в связи со спецификой некоторых работ в нефтегазовой отрасли, данное положение не всегда выполняется [20].

Аргументируется это тем, что большую часть работ в отрасли, относят к вредным или опасным, следовательно, для работников должно быть снижено максимально возможное время работы на 3 или 4 часа в неделю. Также приказом работодателя, должны быть установлены нормативы по прекращению работы на открытом воздухе [20].

Например, согласно приказу компании «Газпром добыча Ямбург», все виды работ на открытом воздухе должны быть немедленно прекращены при:

- Пониженной температуре окружающей среды, то есть ниже – 40⁰С и скорости ветра до 6 м/с;

- Пониженной температуре окружающей среды -35°C и ниже, и скорости ветра от 6 до 12 м/с;
- Пониженной температуре окружающей среды -30°C и ниже, скорость ветра более 12 м/с.

Важные вопросы, которые касаются социальной защищенности работников (беспроцентные кредиты, материальная помощь, компенсация затрат на лечение и т.д.), решаются в договорном порядке непосредственно между работником и работодателем (статья 9 Трудового кодекса Российской Федерации) [20].

Заключение

В магистерской диссертации проведен анализ газодинамических исследований скважин на стационарном режиме которые были проведены на нефтегазоконденсатном месторождении «Н»

А именно, в диссертации приводится обработка данных по исследованию десяти скважин за 2016 год, которые были выбраны случайным образом. При обработке всех данных были использованы 5 различных методов обработки информации. Наиболее применимой и точной зависимостью для прогнозирования дебита по заданной депрессии выступает степенная зависимость, но так как данная формула была выведена опытным путем, следовательно она не имеет никакого физического смысла и из всех методов минимальную погрешность имеет двучленная формула притока.

В результате проведения анализа были сделаны следующие выводы:

1. Необходимо улучшить точность расчетов пластового и забойного давления по устьевым замерам;
2. Невозможно с достоверностью утверждать по результатам обработки о процессах, которые происходят в пласте, а также о законе фильтрации;
3. Достоверными зависимостями для прогнозирования дебита по заданной депрессии является степенная зависимость и двучленная формула притока.

В ходе проведения анализа газодинамических исследований на месторождении «Н» предложены меры по улучшению проведения комплекса исследований.

Первоначально требуется проводить предварительную обработку, полученных результатов именно у скважины и в случае необходимости исключить искаженные данные.

Далее в ходе исследований требуется осуществлять выпуск газа в газопровод. При проведении указанного мероприятия параметры пласта будут определены наиболее точно, а также достоверно установлен технологический

режим работы скважины, исключаются условия гидратообразования, отсутствуют потери газа.

В экономической части был предложен расчет по сокращению потерь метанола на промысле.

Литература

1. Годовые отчеты по геологии и разработке Ямбургского НГКМ, ООО «Ямбурггаздобыча», 2002-2004 гг;
2. Коррективы к проекту разработки сеноманской залежи Ямбургского НГКМ (протокол от 20.03.2007 № 14-р/2007);
3. Т. Fereencz Адсорбционная осушка газа перед транспортировкой Нефтегазовые технологии № 10 октябрь 2012;
4. С.Н.Закиров, Б.Б. Лапчук “Проектирование и разработка газовых месторождений.” - М : Недра , 1974
5. Андреев О.П., Гришин В.В., Кушников А.А., Лысов В.И., Минигулов Р.М., Райкевич С.И. Патент на полезную модель РФ № 41350 от 20.10.2004. «Устьевая обвязка скважин системы сбора газа». – С. 34-136
6. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин.- М.: Недра, 1981.- 248 с.
7. Коротаяев Ю. П. Исследование и режимы эксплуатации скважин //Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М., 1991. (Обзорная информация/ ВНИИЭГазпром).
8. Проект разработки сеноманской залежи Уренгойского газоконденсатного месторождения. – М., 1979. - 35-124 с.
9. А.В Грунвальд Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 года. – Нефтегазовое дело. – 2007;
10. Единые нормы и расценки на строительные материалы, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник 5 выпуск 2
11. Технологический регламент эксплуатации установки комплексной подготовки газа УКПГ-1 Ямбургского НГКМ;
12. А.В Грунвальд Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 года.– Нефтегазовое дело. – 2007;

13. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
14. ГОСТ 12.1.003–83 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности»;
15. ГОСТ 12.1.012–78 «Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования»;
16. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок;
17. Булатов А.И., Макаренко П.П. и др. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности. – М.: Недра, 1997;
18. Малов Е.А. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – НПО ОБТ, Москва, 1998;
19. Янович А.Н., Басурин А.А. Охрана труда. – М., Недра, 1990;
20. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (в ред. от 01.12.2007 N 309-ФЗ).

General information about the field

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Агамирзоев Максим Сахибович		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Ю.Н.	Кандидат физ.-мат. наук		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Уткина А.Н.	Кандидат филосовских наук		

1. General information about the field

1.1 General information about the field

The oil and gas condensate field "N" is located in the Arctic part of the West Siberian Plain, on the Taz Peninsula. (Fig. 1)[1].

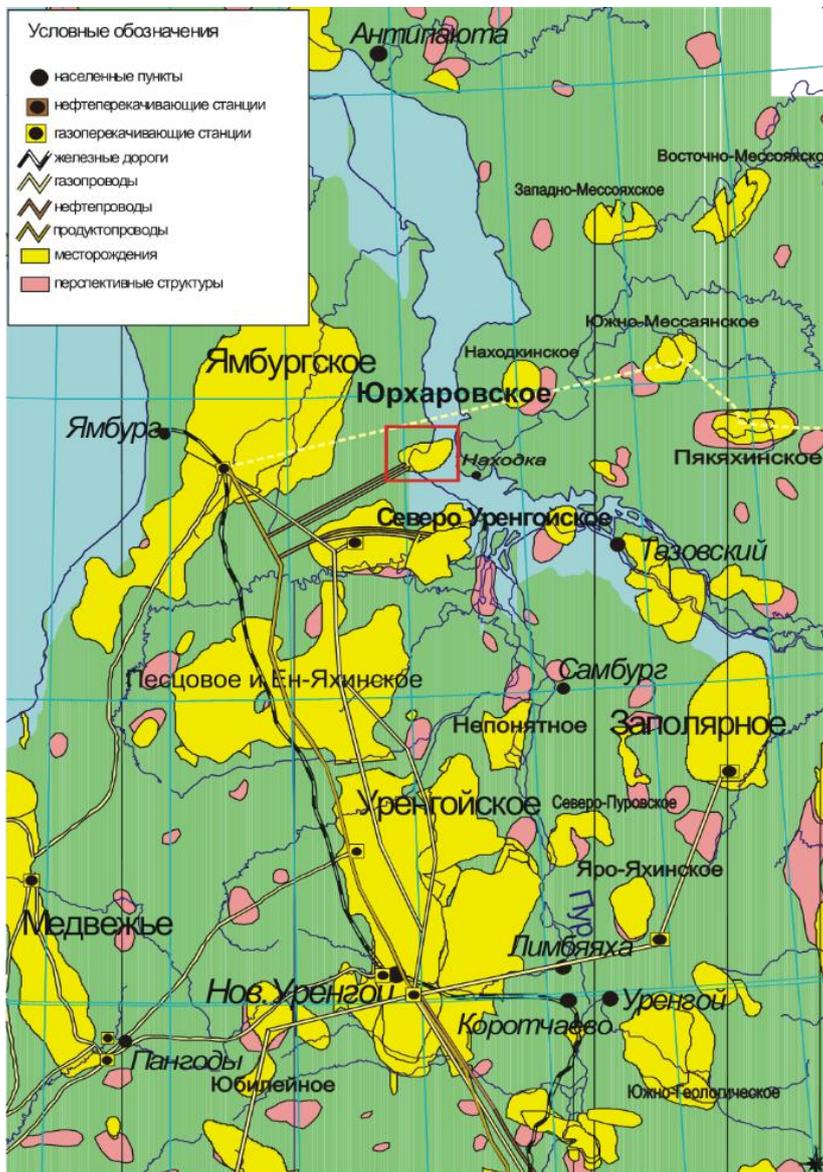


Fig. 1 - Overview map of gas fields in the north of the Tyumen region

This unique field is being developed by the 100% subsidiary of Gazprom, Gazprom добыча Yamburg. Over the entire period of operation, the company produced more than 4 trillion cubic meters of gas and about 20 million tons of gas condensate.

The climate of the Yamalo-Nenets Autonomous District is sharply continental, in which it is possible to distinguish three climatic zones: the Arctic, subarctic and the

zone of the northern strip of the West Siberian lowland. The coldest months are January and February, with an average temperature from minus 24 to minus 28 ° C. The average temperature of the summer months ranges from 5 ° C to 12 ° C. The average annual temperature is minus 6.9 ° C.

The field "N" is located in the subarctic zone, for which practically everywhere and continuous distribution of permafrost takes place. The depth of the roof of permafrost rocks ranges from 0.5 to 2 meters, and in the territories confined to the valleys of large rivers from 2.5 to 6 meters. In depth, permafrost rocks can be traced in the range from 318 to 465 meters.

Total geological reserves are estimated at 11 trillion cubic meters of natural gas. Residual geological reserves amount to 6.9 trillion cubic meters of natural gas and 62.72% of the total geological reserves of the field "N".

The extracted gas is prepared for transportation at ten gas treatment units, and the preparation is carried out with the help of five gas pre-treatment units. Among the near future development of the field can be identified development and development of peripheral sites, such as:

- Aneryakhinskaya stretch;
- Harvutin stretch.

The development of Aneryakhinskaya stretch began in 2004. To date, a capacity of about 10 billion cubic meters per year has been achieved in this area.

In December 2006, the first gas prepared for transport was supplied to the main gas pipeline from the complex gas preparation unit-9, which prepares gas extracted from the Harvutin stretch of the N-field. To date, Harvutin stretch has managed to achieve annual production of about 25 billion cubic meters of gas. Achievement of such an annual production was made possible by the commissioning of an associated gas production unit-10 [1].

The created infrastructure of the "N" field will be the material base for gas preparation from the fields that are located nearby.

Industrial gas content is established in Cenomanian and Neocomian sediments. The "N" field takes the third place in terms of the initial recoverable gas reserves.

Priority projects Gazprom dobycha Yamburg today is primarily:

- Development of the Neocomian deposits of the Zapolyarnoye field;
- Preparation for operation of the Tazovsky, South - and North - Sail fields.

Also, in the near future, the Company has to implement development to the west - that is, to the Obskaya and Tazov firth areas, and to the north - the Gydan peninsula.

1.2 Geological study and the history of the discovery of the field

In the 1950s, a wide study of the territory of the West Siberian lowland began with geological and geophysical methods. Particularly significant in terms of volume and results were joint studies conducted in 1952-1954 two institutes on the territory of the northern part of the Tyumen region.

In this period, a geological and geomorphologic survey was carried out at a scale of 1: 1,000,000, based on which materials were developed stratigraphy quaternary deposits and received information about the distribution permafrost rock.

In 1959 a hole was drilled in the village of Tazovskoye with a depth of 538 m. According to the results of the survey, lithology quaternary, tertiary and chalk deposits.

From 1965 to 1971, detailed seismic operations were carried out on the area, according to which the "N" field was prepared for deep drilling. The first exploratory well No.2 was located in crest position and commenced drilling on July 27, 1969. When testing the well at the Cenomanian deposits in the interval 1167-1184 m, a natural gas fountain was produced with a flow rate of 2014 thousand m³ / day. Thus, the exploratory well No. 2 became the pioneer of the "N" field.

From 1969 to 1973, 21 wells were drilled at the field, according to which in 1973 the Cenomanian deposit were estimated at 2,810.2 billion m³ in category C2.

Based on the results of drilling and exploration of additional wells in 1976, the reserves were recalculated, which already amounted to 3298.6 billion m³ by categories B + C1 and 259.9 billion m³ by category C2, but by the results of 29 wells remained underdeveloped.

In 1976-1982, an intensive study of the oil and gas content of the underlying Neocomian deposits was carried out on the square and 38 deep exploration wells were drilled additionally, and also carried out high-precision seismic studies. As a result of the research, a multi-layer gas condensate deposit was discovered in the Neocomian deposits and the continuation of the Cenomanian deposit in the limits of the Harvutin uplift was revealed.

The third calculation of the Cenomanian deposit was carried out on the basis of the exploration of the field on 01.02.83 based on the results of drilling 67 wells. At depths of 2500-3300m, 7 large gas condensate deposits with total gas reserves of B + C1 category, 1193 billion m³, C2 585 billion m³, condensate, respectively 102 million tons, were identified. and 50 million tons.

2. Geological structure of the field

2.1 Stratigraphy

In the subsurface of the field "N" stand out argillo-arenaceous deposits, confined Mesozoic-Cainozoic sedimentary cover and the Paleozoic foundation. The maximum depth to which the sedimentary cover was opened is 4516 meters. The sediments associated with parts of the Tyumen and Malyshev suites - little studied, therefore this part of the section is not shown (Fig. 3). Table 1 presents a brief geological description of the field "N" [1].

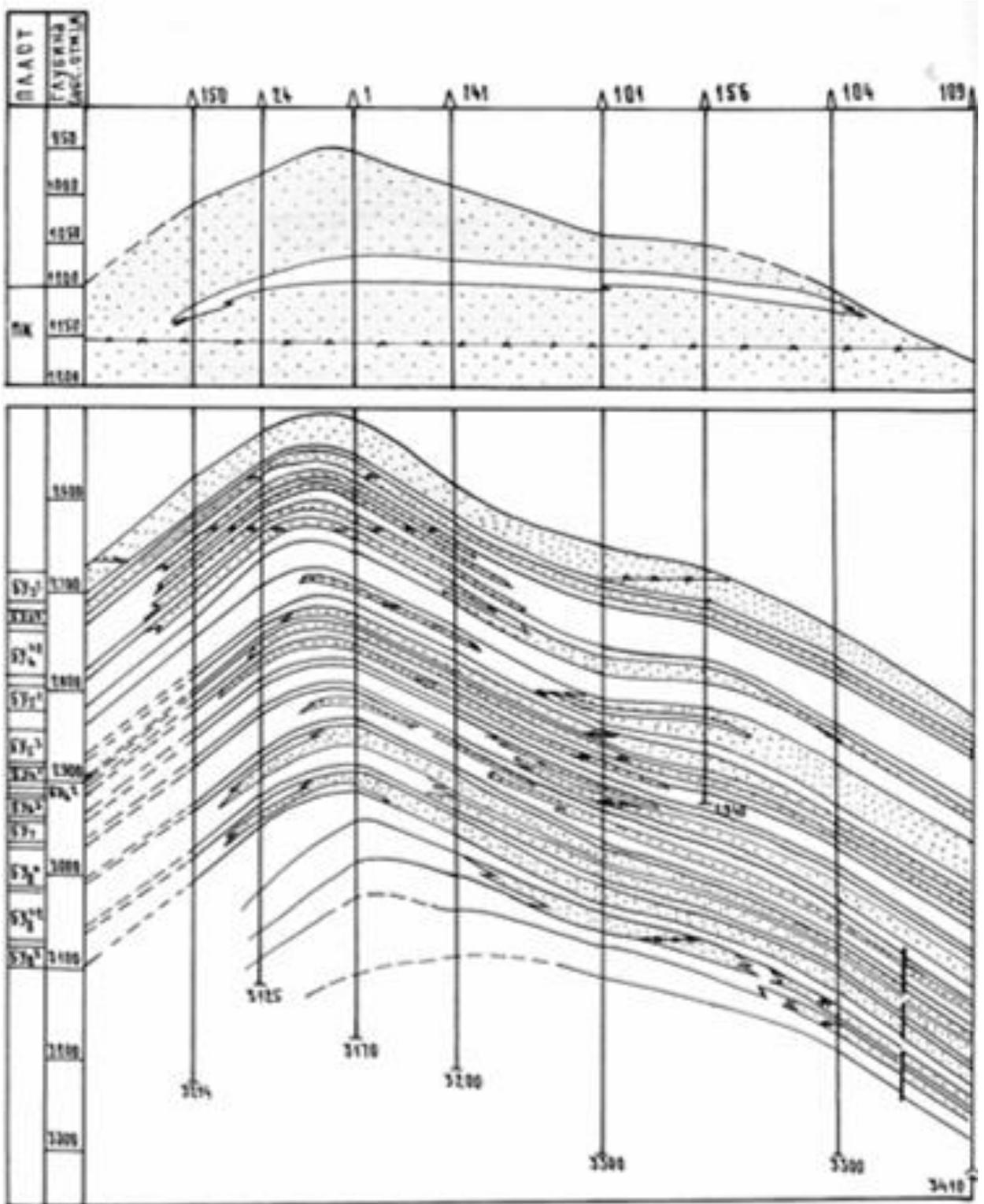


Fig. 3 - Geological section of the productive strata of the Cenomanian, the "N" field.

Table 1 - Brief geological description of the field

System name	Geological structure
Paleozoic	Siliceous-argillaceous sandy rocks and limestone. The reflecting horizon A is confined to the roof of the basement. Depth of foundation is 7-10 km.
Triassic	Basalt covers, mudstones and siltstones with possible vegetation prints, tuffaceous rocks with a decrease in their number up the section.
Jurassic	Complex alternation of mudstones, siltstones and sandstones with intercalations of clays and bituminous rocks.
Cretaceous	Intercalation of sandstones with dark clays that contain organic residues
Paleogene	Gray clays with inclusions of plant residues There are interlayers of light and gray sands in the upper part.
Quaternary	Sandy rocks with all sorts of inclusions of silcrete and gravel. There are clays and loams, in addition to them there are peat layers in the upper part.

2.2 Producibility

The main gas reserves of the "N" field are usually referred to the so-called Cenomanian deposits. These deposits are mainly represented by such rocks as:

- Sandstones;
- Siltstone;
- Weakly cemented rocks with interlayers of clays and coats of coal.

For such rocks as siltstones and sandstones, which represent the Cenomanian deposit, high filtration-capacitance properties are characteristic. The high productivity of the wells is explained by the fact that most of the productive layers are collectors of I, II and III classes. Values of porosity and permeability coefficients, established according to the petrophysical research data, $K_p = 0.118$ p.u, $K_{pp} = 0.5 \cdot 10^{-3}$ mkm².

Table 2 shows the average production rates for exploration and production wells.

Table 2 - Average production rates of exploration and production wells

Category of wells	Average production rate
Exploration	780
Production	400-2000

Type of gas deposits dated to the Cenomanian productive series – massive. Gas-water contact with a slope in the direction of the northeast is located at depths from 1160 to 1178 meters. The deposit was opened during drilling at depths from 998 to 1212 meters. The area of the Cenomanian deposit is 3,825 km², with a reservoir height of more than 220 meters.

2.3 Characteristics of productive strata

In order to characterize the productive strata of the "N" deposit, various studies have been carried out, for example, such as:

- Determination of porosity;
- Permeability;
- Granulometric composition;

- Residual water saturation, etc.

Based on the results of sample studies, it was concluded that among the Cenomanian rocks, it is possible to separate six classes of reservoir rocks (using AA Khanin's classification). The data of the research results are given in Table 3 [2].

Table 3 - Characteristics of the classes of reservoir rocks

Class collectors	The average content of the fractions,%				The value of carbonate, %	Sorting	Diameter, mm	The average values of physical parameters		
	>0,1 mm	0,1-0,05 mm	0,05-0,01 mm	<0,01 mm				Porosity, %	Permeability, mD	Residual water saturation, %
I	62,0	6,9	15,5	12,6	3,8	2,7	0,140	33,1	2260,0	21,2
II	50	5,3	25,2	16,2	3,3	2,8	0,1	30,8	718,0	25,1
III	41,0	16,5	13,7	19,6	4,2	3,1	0,084	28,2	257,0	34,9
IV	33,0	7,4	30,5	24,6	4,5	4,0	0,030	25,1	39,3	61,7
V	5,9	15,1	45,0	30,0	4,0	2,7	0,018	21,7	3,9	83,6
VI	3,5	6,0	54,5	31,3	4,7	2,5	0,015	20,5	0,4	93,0

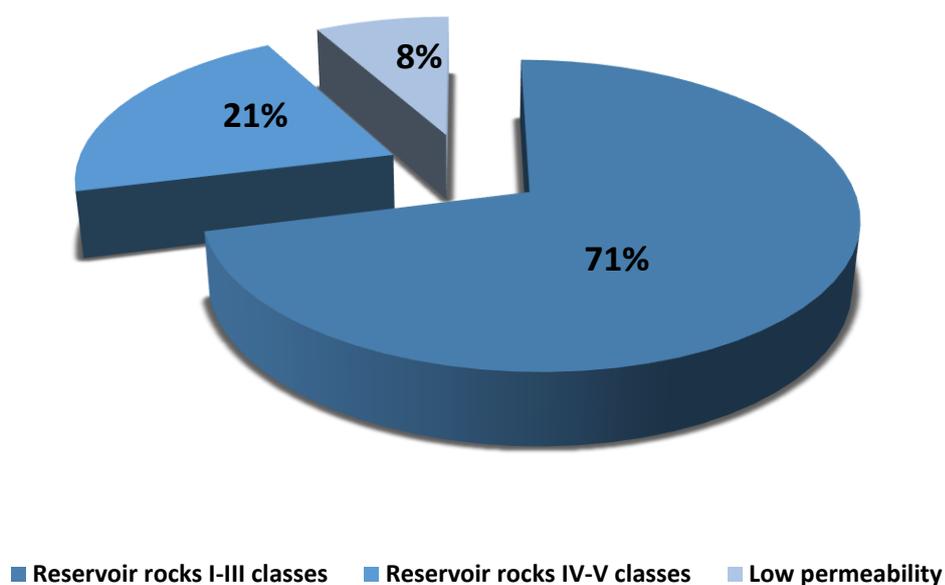


Fig. 3 - Composition of Cenomanian rocks

From the data in Table 3, we can draw the following conclusion: The values of the filtering-capacitive parameters change regularly, in the direction of deterioration from the reservoir rocks of the first class to the weakly low permeability of the VI class. Changes in these parameters are explained by the granulometric composition of the rocks. From rocks representing the best reservoir to non-industrial rocks, a decrease in the content of fine sand and coarse siltstone fractions is observed, and an increase in the content of clay and carbonate material.

The collectors, which belong to the Cenomanian rocks, are characterized by a significant clay content:

- In the form of cement;
- In the form of thin interlayers

The evaluation of the reservoir heterogeneity was carried out using a permeability coefficient, which was determined from the data of field geophysics. The results of the study showed that the arched part of the deposit is composed mainly of rocks with a high permeability coefficient, while the appropriated sections, the so-called "wings", have a lower permeability coefficient, due to the large amount of clay minerals [2].

2.4 Characteristics of raw materials

Natural gas extracted from the Cenomanian deposit consists mainly of methane, so it can be called methane. It contains a small amount of moisture up to 3.8 g / m³ and almost completely lacks hydrogen sulphide (Table 4).

The gas that enters the complex preparation plant can be considered as a mixture of hydrocarbons, droplet moisture and mechanical impurities (Table 5). In the winter period, the content of methanol in the vapor phase and the liquid from 10 to 20 percent. The average value of the reservoir temperature is 26 ° C, the temperature of the incoming gas is from 12.5 to 0 ° C (Table 6) [3].

Table 4 - Chemical composition of the gas in accordance with the development of the project

Component	%, volume fraction
CH ₄	97,8 – 99,0
C ₂ H ₆	0 – 0,15
C ₃ H ₈	До 0,15
C ₄ H ₁₀	-
CO ₂	0,2 – 0,3
N ₂	0,7 – 1,7
He	0,0,1 – 0,02
Ar	0,01 – 0,03
H ₂	0,002 – 0,04

Table 5 - Composition of mechanical impurities

Name	%, mass.
Iron oxides	25 – 30
Silicon earth	60 – 70
Aluminum oxide	5 – 10

Table 6 - Gas parameters of the complex gas treatment supplied to the unit

Gas parameters	Initial period of operation	Period from 2012 to 2016
Average reservoir pressure, MPa	11,56	2,8 – 1,6
Dynamic gas pressure, MPa	10,5	1,7 – 0,8
Gas temperature, °C	10 – 15	12 – 8
Gas pressure at the outlet, MPa	-	10 – 0,45

Table 7 presents the main requirements for gas and reagents that are involved in the process of gas treatment and preparation [3].

Table 7 - Characteristics of raw materials, products, and reactants participating in the process of gas treatment and preparation

Name of raw materials, products and reagents	Designation of Normative Documents	Quality characteristic	
		Indicator name	Value by ND
Tatural gas	STO Gazprom 089-2010	Condensation point, °C - Winter period, not higher - Summer period, not higher	minus 20 minus 10
		Mass of hydrogen sulphide, g/m ³ , not higher	0,007
		Mass of mercaptan sulfur, g/m ³ , not higher	0,016
		Volume fraction of oxygen, %, not higher	0,02
		Heat of combustion at 20 °C and 101,325 kPa	31,80
		Mass concentration of mechanical impurities g/m ³ , not higher	0,001
		Density at standard conditions, kg/m ³	Do not standardize
		Density by air	0,562
		Maximum allowable concentration in the work area - % - mg/m ³	0,7 7000
Diethylene glycol CH ₂ OH-CH ₂ -O- CH ₂ -CH ₂ OH	GOST 10136- 77	Decomposition temperature, °C	164
		Saturated steam pressure kPa: 40 °C 100 °C	0,24 4,65
		Temperature, °C: - outbreaks - autoignition	143,3 345,0
		pH	6 – 8
		Diethylene glycol regenerated: mass fraction of water, %	0,7 – 1,0
		Diethylene glycol	2,0 – 4,0

		saturated: mass fraction of water, %	
		Maximum allowable concentration in the work area, mg/m ³	10

Continuation of Table 7

Name of raw materials, products and reagents	Designation of Normative Documents	Quality characteristic	
		Indicator name	Value by ND
Methanol CH ₃ OH	GOST 2222-95 GOST 18995.1-73 GOST 14879-73 GOST 6995-77	Molecular mass	32,04
		Density at 20 °C, kg/m ³	792
		Mass fraction of water, %, not higher	0,05 – 0,08
		pH	6 – 8
		Viscosity at 20 °C, сПз	0,793
		Boiling temperature, °C	64,7
		Vapour pressure	89
		Heat of combustion, kJ/kg	22331
		Freezing temperature, °C	minus 97,1
		Melting points, °C	minus 93,9
		Flash point, °C	6
		Ignition temperature, °C	13
		Autoignition temperature, °C	400
Maximum permissible concentration in air, mg/m ³	5		

2.4 Gas reserves

For calculation of the predicted indicators of development of Cenomanian productive layers the constantly-acting geological-technological model which allowed to take into account possible changes of filtration-capacitive characteristics,

as on area, and on a cut of a deposit, and also this model has allowed to take into account character of interaction of separate area of occurrence with each other. As a result of calculations using a three-dimensional gas-hydrodynamic model, initial gas reserves were determined for each area included in the oil and gas condensate field "N".

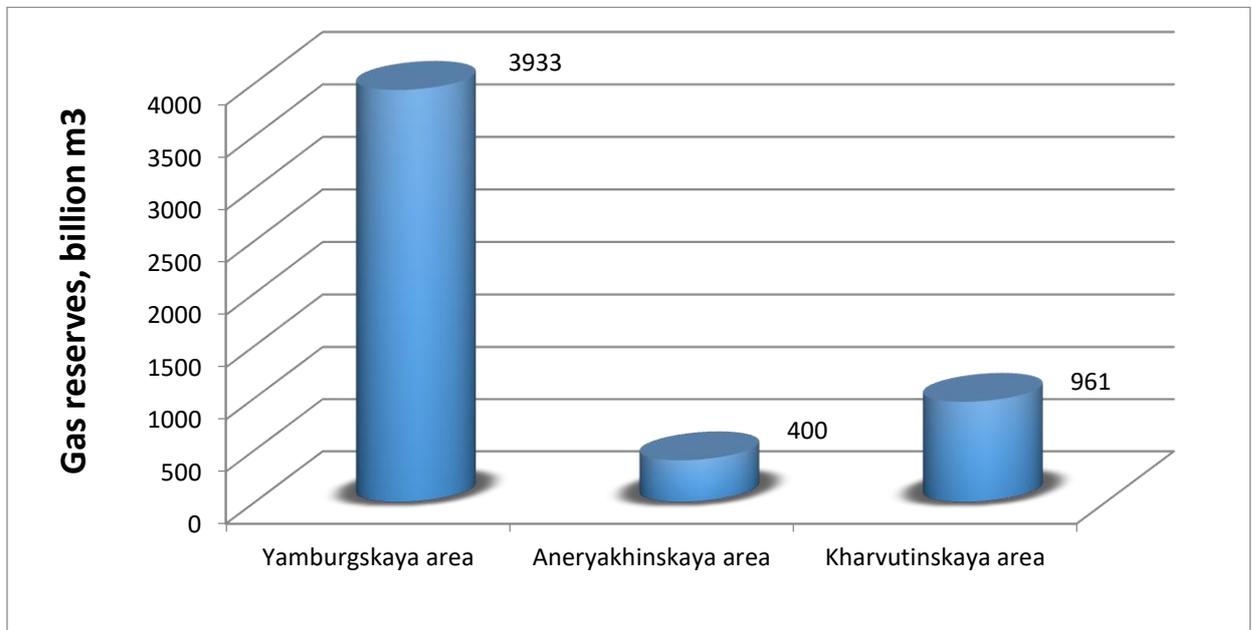


Fig.4 - Initial gas reserves of the oil and gas condensate field "N", by area, billion m³

In conclusion, the development of the oil and gas condensate field "N" can be characterized as follows. The period of constant gas sampling is 13 years. Since 2004, there has been a shift from constant production to falling production. Joint power of booster compressor stations is about 1108 thousand kilowatts. The size of the operating well stock is 673 wells, which allows to ensure the planned annual selection [4].

Literature

1. Annual reports on geology and development of the Yamburg NGM, Yamburggazdobycha LLC, 2002-2004;
2. Corrections to the project for the development of the Cenomanian deposit of the Yamburg NGM (Minutes No. 14-r / 2007 of 20.03.2007);
3. T. Ferencz Adsorption drying of gas before transportation Oil and gas technologies No. 10 October 2012;
4. S.N. Zakirov, B.B. Lapchuk " Designing and development of gas fields. " - M: Nedra, 1974
5. M.M. Ivanova. " Oil and gas field geology. " The termological reference book. - M: Nedra, 1983