

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

Инженерная школа природных ресурсов _____

Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело _____

Отделение нефтегазового дела _____

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Модернизация установки подготовки нефти X нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)»

УДК 622.276.8-048.35(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗВ	Кряжев А.В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких М.А.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Ю.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Ю.А.			

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

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

№	Результаты обучения
1	2
P1	Применять <i>глубокие</i> естественнонаучные, математические, экономические и инженерные знания для решения научных и практических задач в нефтегазовом секторе экономики
P2	Применять <i>глубокие профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i>
P4	Проявлять глубокую <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь использовать новые знания при обучении сотрудников
P5	Использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства; использовать <i>основы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i>
P6	Внедрять, <i>эксплуатировать</i> и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P7	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов
P8	Активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P9	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, экономической эффективности, маркетинговые исследования</i>
P10	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>
P11	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности

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

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3В	Кряжев А.В.

Тема работы:

«Модернизация установки подготовки нефти X нефтегазоконденсатного месторождения
(Томская область)»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

22.02.2018г., № 1217/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

04.06.2018г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(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.).

Производительность по жидкости и товарной нефти, режим работы непрерывный круглогодичный, характеристики поступающей на подготовку жидкости, принципиальная схема обустройства X НГКМ, характеристики основного оборудования.

<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>Исследование технологического процесса подготовки нефти на X НГКМ, концептуальные предложения по модернизации УПН, выбор вариантов размещения сооружений, выбор основного оборудования 2-й очереди УПН, описание технологической схемы 2-й очереди УПН, заключение о результативности предложенной концепции модернизации УПН X НГКМ</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Абраменко Н.С.</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Макашева Ю.С.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>22.02.2018г.</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких М.А.			22.02.2018г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3В	Кряжев А.В.		22.02.2018г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗВ	Кряжев Андрей Викторович

	Инженерная школа природных ресурсов		Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемой техники и технологии
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 % от балансовой прибыли, остающейся от выручки после компенсации эксплуатационных затрат и выплаты всех налогов. Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18% Налог на имущество предприятий 2,2% от стоимости основных фондов

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта разработки X нефтегазоконденсатного месторождения
Планирование и формирование бюджета научных исследований	Проведение анализ чувствительности проекта
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности рекомендуемого варианта разработки X нефтегазоконденсатного месторождения

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Структуры по различным видам экономической оценки разработки X нефтегазоконденсатного месторождения

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.04.2018г.
------------------------------------------------------	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			02.04.2018г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗВ	Кряжев Андрей Викторович		02.04.2018г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗВ	Кряжев Андрей Викторович

Институт	Инженерная школа природных ресурсов	Кафедра	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Рабочее место располагается как на открытом воздухе, так и в производственных помещениях. На рабочем месте располагаются электрические приборы, трансформаторы, технологическое оборудование для обеспечения технологического процесса работы установки подготовки нефти.</p>
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

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>1.1. Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума; – повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов, рабочей зоны; – повышенная загазованность воздуха рабочей среды; – химически вредные – токсические, раздражающие, sensibilizing, канцерогенные. <p>Индивидуальные средства защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> – беруши при высоком уровне шума; – применение спецодежды и противогазов; – налобная повязка для защиты от электромагнитных излучений. <p>1.2. Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся машины и механизмы, острые кромки, подвижные части технологического оборудования; – электрический ток, повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; – химически опасные – мутагенные и влияющие на репродуктивную функцию. <p>Средства защиты: проведения инструктажа, применение спецодежды и противогазов.</p> <p>Электробезопасность:</p> <p>Удар током при коротком замыкании. Для защиты используют заземление и предметы, не проводящие эл. ток.</p> <p>Пожаровзрывобезопасность.</p>
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

	<p>Причинами возгорания могут быть: неправильно использованные нагревательные приборы, курение в запрещенных местах.</p> <p>Профилактические мероприятия:</p> <ul style="list-style-type: none"> – курить нужно в строго отведенном месте. – технологические помещения должны быть оборудованы первичными средствами пожаротушения (огнетушитель).
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – 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>Анализ воздействия объекта на атмосферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> – загрязнение атмосферного воздуха на территории УПН установками, производящими тепловую и электрическую энергию, а также факельными установками; <p>Анализ воздействия объекта на гидросферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> – химическое загрязнение поверхностного стока сточными водами и нефтепродуктами; <p>Анализ воздействия объекта на литосферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> – возможное развитие почвенной эрозии; – попадание части отходов строительства и эксплуатации в землю.
<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>Перечень возможных ЧС на объекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> – возникновение пожаров; – взрывы на технологических сооружениях; – аварийные разливы нефти и нефтепродуктов и др.; <p>Меры предупреждения ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – проверка знаний техники безопасности у персонала; – оснащение производственного объекта охранной и пожарной сигнализацией. <p>Меры по ликвидации ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – незамедлительное оповещение о ЧС; – вызов специализированной бригады.
<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. 	<ul style="list-style-type: none"> – характерные для проектируемой рабочей зоны правовые нормы трудового законодательства: – рабочая смена 12 часов. Контроль над работой оборудования проходит в две смены. – правильная компоновка рабочих мест.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	22.03.2018г.
-------------------------------------------------------------	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент отделения контроля и диагностики	Абраменко Никита Сергеевич			22.03.2018г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3В	Кряжев Андрей Викторович		22.03.2018г.

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 95 страниц, 19 таблиц, 16 рисунков, 24 источника.

Ключевые слова: нефтегазоконденсатное месторождение, установка подготовки нефти, технологическая установка, сепаратор, скважинная продукция, нефтегазоводяная смесь, товарная нефть, инженерные коммуникации, куст скважин, горизонтальная факельная установка, производительность, демонтаж, эксплуатация.

Объект исследования: установка подготовки нефти (УПН) X нефтегазоконденсатного месторождения.

Цель работы – разработка концептуальных решений по модернизации установки подготовки нефти X нефтегазоконденсатного месторождения.

В настоящей работе рассмотрены концептуальные варианты расширения установки подготовки нефти (УПН) X нефтегазоконденсатного месторождения, а также технология обезвоживания и обессоливания нефти на УПН. Осуществлен выбор вариантов размещения и представлена схема размещения второй очереди технологического оборудования УПН, а также принципиальная технологическая схема. Отражены достоинства и недостатки вариантов размещения дополнительного оборудования. Проработана концепция для основных технических решений по проектированию второй очереди УПН X НГКМ.

Перечень основных обозначений и сокращений

В настоящей работе применены следующие сокращения:

УПН – установка подготовки нефти;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

НМ – нефтяное месторождение;

УПТГ – установка подготовки топливного газа;

РММ – ремонтно-механическая мастерская;

ГСМ – горюче-смазочные материалы;

ГКС – газокompрессорная станция;

ДЭС – дизельная электростанция;

Полигон ТБО – полигон твердых бытовых отходов;

КСУ – концевая сепарационная установка;

ППД – поддержание пластового давления;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

БКНС – блочная кустовая насосная станция;

ДНП – давление насыщенных паров;

АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка;

УУГ – узел учета газа;

БКС – блочная компрессорная станция;

ПНГ НД – попутный нефтяной газ низкого давления;

ПНГ ВД – попутный нефтяной газ высокого давления;

АВО – аппарат воздушного охлаждения газа;

БАПР – блок автоматической подачи реагентов;

ФВД – факел низкого давления;

ФВД – факел высокого давления;

ПДК – предельно-допустимая концентрация;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	1
3	
1 Общие сведения о X нефтегазоконденсатном месторождении	14
2 Технология процесса подготовки нефти	17
2.1 Теоретические основы и технологии процессов подготовки нефти	17
2.2 Обезвоживание и обессоливание нефти	19
3 Показатели подготовки и физико-химические свойства продукции.....	21
4 Описание технологического процесса подготовки нефти на X НГКМ. 24	
4.1 Общие сведения о производственном объекте	24
4.2 Кустовые площадки X НГКМ.....	28
4.3 Описание технологической схемы УПН	30
4.4 Газокомпрессорная станция.....	41
4.5 Электроснабжение	47
5 Модернизация установки подготовки нефти X НГКМ.....	48
5.1 Обустройство УПН X НГКМ. 2-я очередь	48
5.2 Выбор вариантов размещения сооружений 2-й очереди УПН	49
5.3 Основные технологические решения.....	53
5.4 Выбор оборудования 2-й очереди УПН	54
5.5 Описание технологической схемы 2 очереди УПН X НГКМ	61
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	66
6.1 Обоснование коэффициентов извлечения углеводородов.....	66
Объект Южный блок.....	67
6.2 Техничко-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта	69
6.3 Анализ чувствительности проекта	76
6.4 Характеристика извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения УВС	78
6.4.1 Анализ расчетных величин коэффициентов извлечения УВС	78
6.4.2 Обоснование рекомендуемых извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения.....	79
7 Социальная ответственность.....	82
7.1 Производственная безопасность	82
7.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации предлагаемых концептуальных решений	82
7.1.2 Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации предлагаемых концептуальных решений.....	84
7.2 Экологическая безопасность	85
7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	89
7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ..	92
Заключение	94

Список использованных источников	95
----------------------------------------	----

Перечень основных обозначений и сокращений

В настоящей работе применены следующие сокращения:

УПН – установка подготовки нефти;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

НМ – нефтяное месторождение;

УПТГ – установка подготовки топливного газа;

РММ – ремонтно-механическая мастерская;

ГСМ – горюче-смазочные материалы;

ГКС – газокompрессорная станция;

ДЭС – дизельная электростанция;

Полигон ТБО – полигон твердых бытовых отходов;

КСУ – конечная сепарационная установка;

ППД – поддержание пластового давления;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

БКНС – блочная кустовая насосная станция;

ДНП – давление насыщенных паров;

АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка;

УУГ – узел учета газа;

БКС – блочная компрессорная станция;

ПНГ НД – попутный нефтяной газ низкого давления;

ПНГ ВД – попутный нефтяной газ высокого давления;

АВО – аппарат воздушного охлаждения газа;

БАПР – блок автоматической подачи реагентов;

ФВД – факел низкого давления;

ФВД – факел высокого давления;

ПДК – предельно-допустимая концентрация;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

Введение

Нефтедобывающая отрасль в настоящее время является наиболее важным звеном экономики России.

Разработка нефтяных месторождений является динамически развивающимся процессом. Главная задача добывающих предприятий – добиваться высокого качества подготовки нефти, для дальнейшей ее транспортировки к отечественным нефтедобывающим производствам. Высокие требования к качеству нефти, актуальны в современных условиях и требует совершенствования процессов их переработки.

Основным процессом на промыслах является подготовка нефти, для дальнейшей ее транспортировки потребителю - нефтеперерабатывающим заводам или на экспорт. От высококачественной нефти напрямую зависят эффективность и надежность работы внутри промысловых и магистральных трубопроводов, стабильная работа нефтеперерабатывающих заводов, качество получаемых нефтепродуктов.

Установка подготовки нефти (УПН) предназначена для сбора и подготовки нефти, поступающей со скважин X месторождения и с X2 группы месторождений, а также для приема и дальнейшей перекачки нефти по нефтепроводу «X5 НГКМ – X НГКМ – X6 НГКМ».

На X месторождении проводится предварительная дегазация нефти, сепарация и отделение пластовой воды, глубокое обезвоживание и обессоливание нефти. Готовой продукцией является нефть, подготовленная до требований ГОСТ Р 51858-2002.

В настоящей работе рассмотрены концептуальные варианты расширения установки подготовки нефти (УПН) X нефтегазоконденсатного месторождения, а также технология обезвоживания и обессоливания нефти на УПН.

1 Общие сведения о X нефтегазоконденсатном месторождении

В административном отношении X нефтяное месторождение находится в юго-западной части Парабельского района Томской области в ~40 км на северо-запад от г. Кедровый (рисунок 1).

Согласно физико-географическому районированию территория исследования расположена на Западно-Сибирской равнине, в бассейне р.Оби и её притоков, на Обь-Васюганском междуречье. Современные физико-геологические процессы проявляются в виде морозного пучения, болотообразования, затопления и подтопления территории.

В орфографическом отношении район представляет собой заболоченную равнину (до 30 % территории – болота) с абсолютными отметками до плюс 134 м, находящуюся в междуречье рек: Большой Омелич, Армич. Речная сеть представлена р. Чузик и ее притоками (р. Армич, р. Большой Омелич, Корга). Все реки относятся к равнинному типу, извилистые, сильно меандрируют и начинаются из водораздельных болот. Судоходна р. Чузик для мелких барж до с. Пудино. Вскрытие рек происходит в конце апреля, ледостав – во второй половине октября. Болота промерзают к концу января – началу февраля. Территория покрыта смешанным лесом (берёзой, осиной сосной, реже елью, пихтой), кустарниковой и травяной растительностью.

Район расположен в малообжитой местности с плохо развитой дорожной сетью. Передвижение возможно по автодорогам-зимникам, прокладываемым, главным образом, вдоль существующих трасс нефтепроводов и сейсмопрофилям (после их расчистки). В летний период основным транспортным средством является авиатранспорт. В весенне-осенний период осуществляется навигация мелкосидящих судов по рекам Парабель и Чузик.

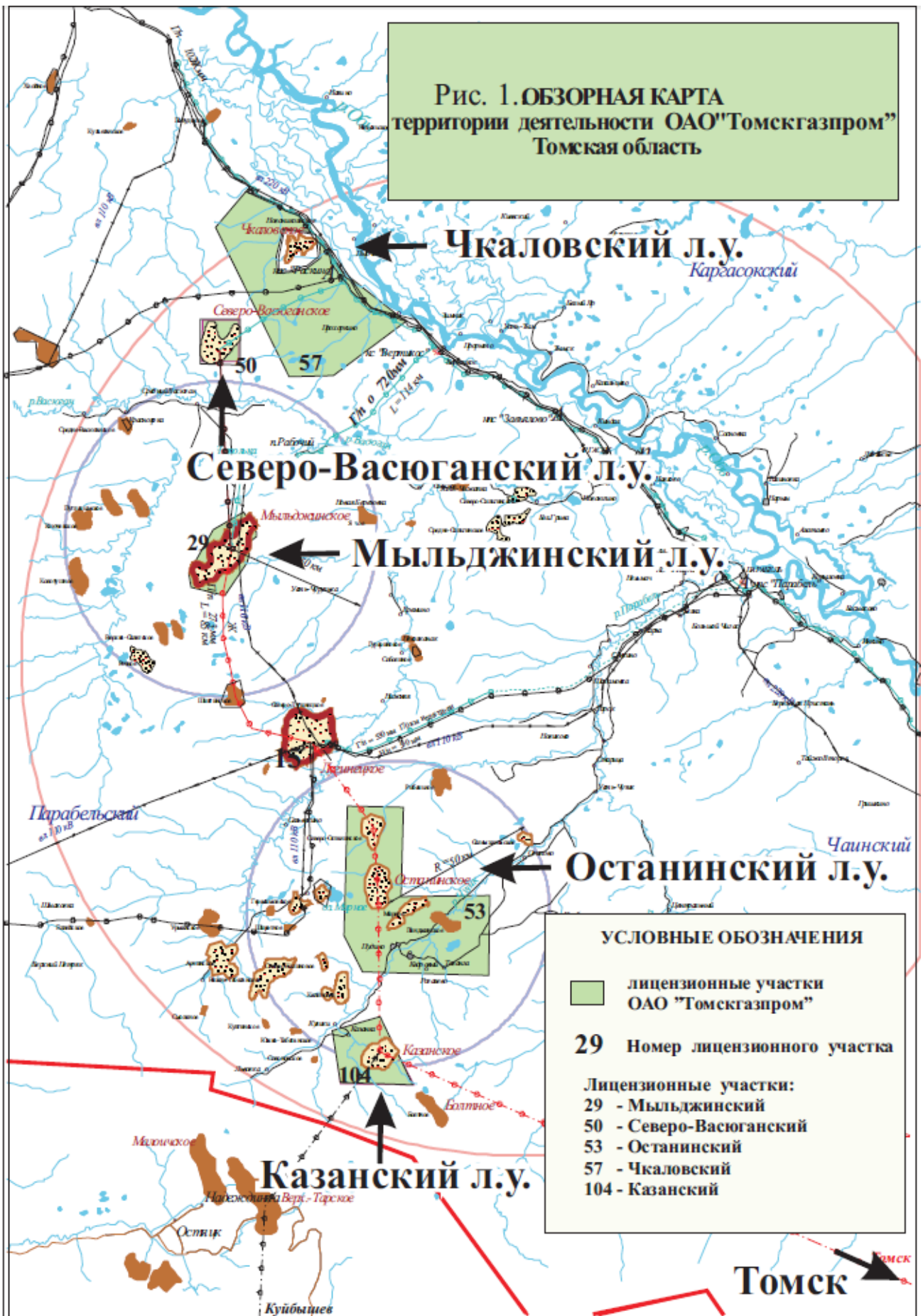


Рисунок 1 – Обзорная схема

Доставка персонала осуществляется по автодороге и вертолетом, а грузов по автодороге, зимнику и воде из г. Кедровый. Ближайший научно-промышленный, железнодорожный, речной и автотранспортный узел – г.Томск находится в 450 км к юго-востоку от месторождения. Строительный лес, необходимый для обустройства месторождения, имеется на месте. На X месторождении имеются небольшие запасы песков, супесей, суглинков, используемых для отсыпки кустовых оснований и внутрипромысловых дорог [5].

Климат района континентальный, с суровой продолжительной зимой и коротким, но теплым летом. В течение года наблюдаются значительные колебания температуры воздуха. Самый холодный месяц года – январь при среднемесячной температуре воздуха минус 20,8°С. Амплитуда среднемесячной температуры между январем и июлем составляет 37,8°С.

По количеству выпадаемых осадков район относится к зоне избыточного увлажнения. Среднегодовое количество осадков 400-500 мм. Снежный покров появляется в октябре и сохраняется до начала мая. Высота снежного покрова на открытых местах до 0,6-1 м, в залесенных – до 2 м. Достаточное количество осадков обеспечивает в течение круглого года питание рек. Согласно схематической карте зон влажности по СНиП 23-01-99* территория относится к нормальной.

Ближайшие месторождения – X1 (16 км), X2 (25 км), X3 (36 км), X4(более 28 км), X5 (45 км до центра сбора) и X6, которое находится более чем в 75 км на юг (рисунок 4.1).

Ближайший действующий коридор коммуникаций – трасса магистральных нефте- и газопроводов с Лугинецкого месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК на с. Парабель проходит примерно в 30 км на север от месторождения. Вдоль трассы проложена также линия электропередач ВЛ 220 кВ. Территорию месторождения пересекает трасса нефтепровода X5-X6 ОАО «Томскгазпром» [2].

2 Технология процесса подготовки нефти

2.1 Теоретические основы и технологии процессов подготовки нефти

Извлекаемая из пластов нефте-газо-водяная смесь содержит в себе нефть, попутный газ, механические твердые частицы и неорганические примеси, а также пластовую воду. В воде растворены соли. Наиболее часто встречаются хлориды натрия, магния и кальция, также сульфаты и карбонаты.

В начальный период эксплуатации месторождения нефть обычно безводная или с малым содержанием воды. При более длительной эксплуатации обводненность продукции увеличивается и со временем достигает более 90% [6].

Такую сырую нефть, содержащую в себе газы (метан, этан, пропан, бутан и их соединения), а также неорганические компоненты (H_2S , CO_2) без предварительной подготовки нельзя транспортировать. Для этих целей существует промысловая подготовка нефти.

Наличие пластовой воды в нефти удорожает ее транспортировку по трубопроводам и переработку. Перекачка балластовой воды ведет к бессмысленному росту транспортных расходов, кроме того увеличивается вязкость нефти, образующая с пластовой водой эмульсию. Высокая вязкость нефти создает дополнительную нагрузку на насосы, это приводит к дополнительным энергозатратам и выходу из строя технологического оборудования. Механические примеси песка, глины, кристаллов солей, взвешенные в виде высокодисперсных частиц в нефти, адсорбируясь на поверхности глобул воды, образуют стабильные нефтяные эмульсии. Устойчивые (состаренные) эмульсии приводят к увеличению эксплуатационных затрат на обезвоживание и обессоливание промысловой нефти, а также к повышенному износу оборудования [13].

Вредное воздействие на работу установок промысловой подготовки нефти оказывают хлористые соли, содержащиеся в нефти. Соли оседают на

стенках трубопроводов, уменьшая проходное сечение, вплоть до полной закупорки. В печах подогрева нефти соли, отлагаясь на стенках змеевика, ухудшают теплообмен, вызывая прогары трубопровода. Хлориды гидролизуются, образуя соляную кислоту. Соляная кислота разрушает стенки аппаратов, разъедая металл и приводя оборудование технологических установок в негодность. Соли, оставшиеся в нефти при дальнейшей переработке, накапливаются в остаточных нефтепродуктах – мазуте, гудроне и коксе, ухудшая их качество [12].

Присутствие в нефти сернистых соединений в результате их разложения выделяется сероводород, его соединения с хлористым водородом вызывают сильную коррозию металла. Во влажной среде присутствие хлоридов и сероводорода вызывает цепную взаимно инициируемую реакцию разъедания металла.

В зависимости от степени подготовки устанавливаются I, II и III группы нефти (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Показатели степени подготовки нефти

Наименование показателя	Норма для группы			Метод испытания
	I	II	III	
1 . Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300	900	По ГОСТ 21534-76
2 . Массовая доля воды, %, не более	0,5	1,0	1,0	По ГОСТ 2477-65
3 . Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05			По ГОСТ 6370-83 и по п. 3.2 настоящего стандарта
4 . Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)			По ГОСТ 1756-52

2.2 Обезвоживание и обессоливание нефти

Процесс обезвоживания предназначен для отделения пластовой воды от нефти путем разрушения эмульсии, которая образуется при добыче нефти из скважин. Обезвоженную нефть прогоняют через слой пресной воды, находящейся в отстойнике, создавая эмульсию только с низкой плотностью.

Чистая нефть и пресная вода взаимно нерастворимы, и при отстаивании эта смесь легко расслаивается. Однако при наличии в нефти особенно солей металлов образуется трудноразделимая нефтяная эмульсия. Эмульсия - это гетерогенная система, состоящая из двух несмешивающихся или мало смешивающихся жидкостей, одна из которых диспергирована в другой в виде мелких капель (глобул).

Устойчивая смесь нефти и воды, которая не разрушается от сил гравитации, называется эмульсией. Эмульсии бывают двух типов [11]:

- первая эмульсия прямого типа гидрофильная «нефть в воде», когда капли нефти (неполярная жидкость), являются дисперсной фазой и распределены в воде (полярная жидкость) – дисперсионной среде;

- вторая, обратная гидрофобная эмульсия, когда капельки воды (полярная жидкость) дисперсная фаза, размещены в нефти (неполярная жидкость), являющейся дисперсионной средой. Такие эмульсии называются «вода в нефти».

Вещества, способствующие образованию и стабилизации эмульсий, называются эмульгаторами.

Эмульгаторами - обычно являются полярные вещества нефти, такие, как смолы, асфальтены, парафины и церезины нефтей, асфальтогеновые кислоты и их ангидриды, соли нафтеновых кислот, а также различные органические примеси.. Тип образующейся эмульсии в значительной степени зависит от свойств эмульгатора: эмульгаторы, обладающие гидрофобными свойствами, образуют эмульсию типа вода в нефти, то есть гидрофобную, а эмульгаторы гидрофильные, гидрофильную эмульсию типа нефть в воде.

Поэтому, эмульгаторы способствуют образованию эмульсии того же типа, что и тип эмульгатора.

На установку подготовки нефти поступают эмульсии воды в нефти. Они являются весьма стойкими и в большинстве случаев не расслаиваются под действием силы гравитации. Для этого нужно создать условия, при которых возможно укрупнение, слияние глобул воды при их столкновении и выделение из нефтяной среды. Чем благоприятнее условия для передвижения капель, тем легче разрушаются эмульсии [11].

Различные нефти обладают разной склонностью к образованию эмульсии. Оценка эмульсионности нефти позволяет выбирать оптимальный режим и схему процесса их обезвоживания и обессоливания.

Вещества, разрушающие поверхностную адсорбционную пленку стойких эмульсий, называются деэмульгаторами.

Деэмульгаторы должны соответствовать следующим требованиям:

- способность не изменять свойства нефти и не реагировать с молекулами воды;
- простота извлечения из сточной воды, отделенной от нефти;
- высокая деэмульгирующая способность при малых расходах;
- нетоксичность, инертность по отношению к оборудованию, невысокая стоимость и доступность.

Одновременно с обезвоживанием производится обессоливание нефти. Промывка нефти свежей пресной водой вымывает соли и оказывает гидромеханическое воздействие на эмульсию, способствуя ее разрушению.

3 Показатели подготовки и физико-химические свойства продукции

Основными потенциально опасными веществами, используемыми в технологических процессах на площадках Х НГКМ, являются:

- нефть;
- попутный нефтяной и природный газ;
- химреагенты: СНПХ 6301, сепарол, метанол;
- нефтепродукты: дизтопливо, бензин, масло.

Данные о производительности действующей УПН Х НГКМ приведены в таб.3.1.

Таблица 3.1 – Производительность УПН Х НГКМ

Объект		Производительность	
		Суточная	Годовая
УПН	Производительность по жидкости	2 200 т.	792 тыс. т.
	Производительность по товарной нефти	2 100 т.	756 тыс. т.
	Производительность системы ППД по воде (БКНС)	1 110 м ³	400 тыс. м ³
	Перекачка товарной нефти	5 900 т.	2 125 тыс. т.
	Резервуарный парк (4 х РВС-2000)		
	Факел высокого давления (Ф-1)	1,5 млн. м ³	540 млн. м ³
	Факел низкого давления (Ф-2)	55 тыс. м ³	19,8 млн. м ³
	Производительность ГКС по ПНГ	0,72 млн. м ³	250 млн. м ³
	Энергокомплекс (3 х ПАЭС-2500)		
	УКПГ и К МГКМ по сырому газу	10 млн. м ³	3 600 млн. м ³
	Газопровод «МГКМ – Вертикос»	12,9 млн. м ³	4 500 млн. м ³

Нефть Х месторождения охарактеризована 22 поверхностными пробами из 8 скважин [7].

Состав и свойства нефти Х НГКМ: особо легкая (плотность нефти в поверхностных условиях составляет 804 кг/м³), с незначительной вязкостью (вязкость нефти в пластовых условиях 0.29 мПа·с), с высоким содержанием светлых фракций (объемное содержание выкипающих фракций до 300 °С составляет 44.6 %), малосернистая (содержание серы 0.152 %), высокопарафинистая (содержание парафинов – 24.38 %), содержание асфальтенов – 0.3 %, малосмолистая (содержание смолисто-асфальтеновых веществ – 3.37 %); 1 класс, 0 тип для предприятий РФ, тип 3 для экспорта по ГОСТ Р 51858-2002.

Объемный коэффициент нефти равен 1.66. Давление насыщения – 22.2 МПа. Газовый фактор – 246 м³/т [2].

Основные данные о параметрах продукции, поступающей на УПН Х НГКМ приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Основные данные о параметрах продукции на УПН

№ пп	Наименование параметров	Принятые значения
4	Обводненность нефти месторождений, % масс.	до 10
5	Обводненность нефти с нефтепровода, % об	до 1,0
6	Температура рабочей среды на входе УПН, °С	до 20
7	Давление на входе УПН, МПа	до 1,0
8	Давление на выходе УПН, МПа	до 6,3
9	Давление воды в системе ППД, МПа	до 20
10	Плотность нефти, кг/м ³	от 780 до 850
11	Газовый фактор нефти (средний), м ³ /т	до 1000 (246)
12	Максимальный объем закачки воды, тыс.м ³ /год	250
13	Требования к качеству подготовки нефти по ГОСТ Р 51858-2002: - содержание воды в нефти, % об. - содержание мех.примесей в нефти, % об. - давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.) - содержание солей, мг/дм ³	0,5 0,5 до 66,7 (500) до 100

Сведения о физико-химические свойства и фракционном составе разгазированной нефти, подготовливаемой на УПН Х НГКМ приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти согласно данным ОАО «Томскгазпром»

Параметры	X	X1	X2	X3	X4
Удельный вес	0,780	0,804	0,828	-	-
Плотность при 20°C, кг/м ³	-	-	-	766,7	-
Вязкость, мПа*с					
- при 20°C	4,245	4,63	3,05	1,55	6,55
- при 50°C	1,425	2,19	2,5	-	-
Температура застывания, °C	-	-	-	-45	-
Температура вспышки, °C	-	-	-	-34	
Объемная доля воды,%	-	-	-	отс.	-
Молекулярная масса	159,5	-	123	149	-
Массовое содержание,%					
- мех.примесей	-	-	-	0,07	-
- серы	0,075	0,42	0,2	0,16	-
- парафинов	-	-	-	1,4	-
- смол	-	-	-	2,19	-
- асфальтенов	-	-	-	0,11	-
Газосодержание, м ³ /м ³	346,96	-	-	-	76,93
Газосодержание, м ³ /т	408,46	-	-	-	91,97
Плотность сепарированной нефти, г/см ³	0,850	-	-	-	0,836
Вязкость сепарированной нефти, мм ² /с	6,62	-	-	-	6,553
Плотность попутного газа, кг/м ³	1	-	-	-	1,258
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %					
НК, °C	67,5	99	60	33	
- до 150°C (153°C)	33	20	26	(40)	-
- до 200°C (186°C)	46	36	41	(50)	-
- до 250°C (224°C)	56	47	49	(60)	-
- до 270°C (294°C)	61,5	53	52	(70)	-
- до 300°C (300°C)	66,5	63	61,5	(71)	-
остаток	33,5	37	38,5	29	-

Примечание: Объемное содержание выкипающих и соответствующая температура фракций нефти XX месторождения, приведены в скобках.

4 Описание технологического процесса подготовки нефти на X НГКМ

4.1 Общие сведения о производственном объекте

Продукция с кустов скважин X1 НМ, X НГКМ, X2 НГКМ, X3 НГКМ, X4 НМ поступает на УПН X НГКМ, где происходит дегазация, обезвоживание и обессоливание нефти (рисунок 4.1).

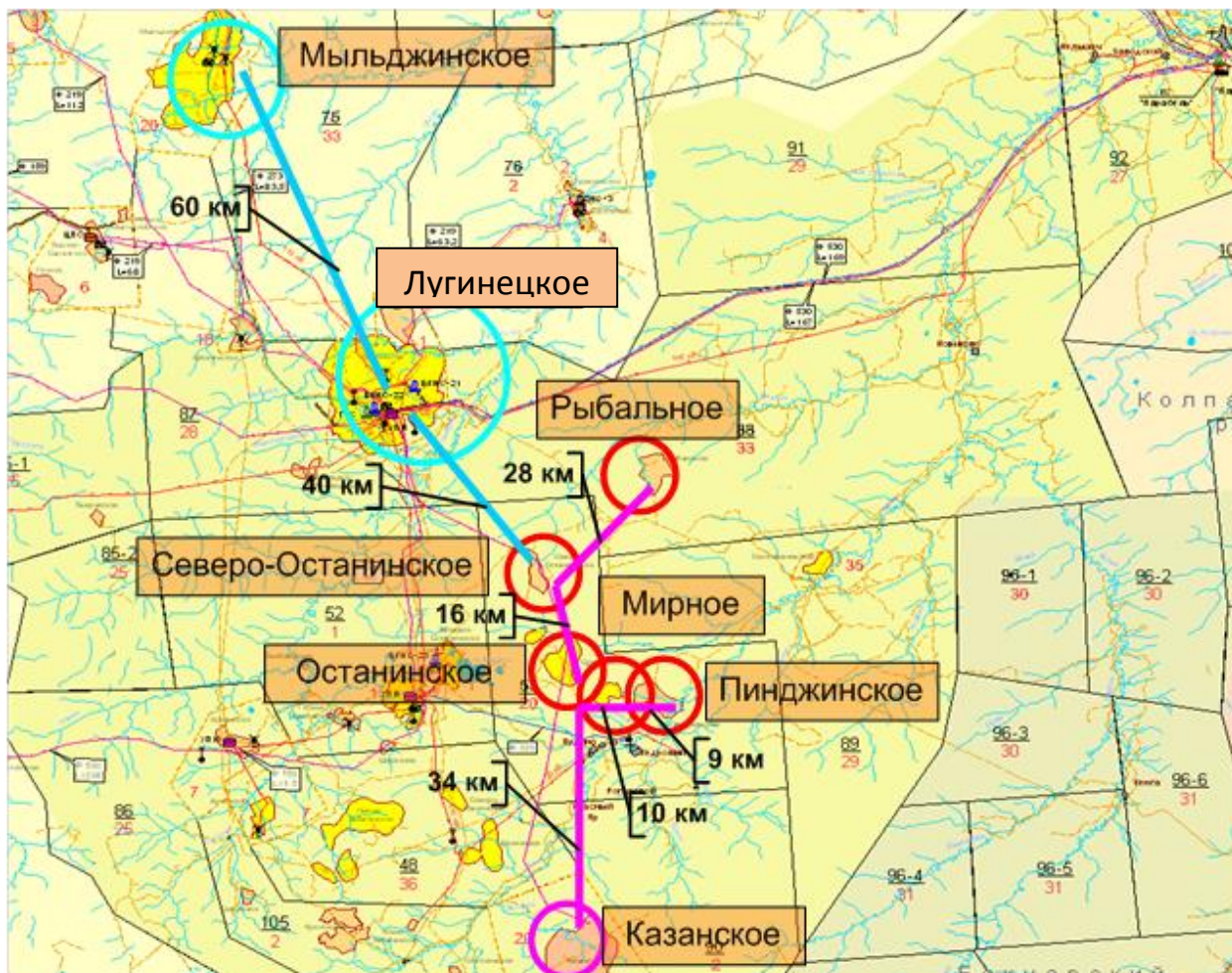


Рисунок 4.1 – Обзорная схема группы месторождений ОАО «Томскгазпром»

К основным требованиям, предъявляемым к организации сбора и подготовки нефти, газа и воды на нефтяном месторождении, относятся:

- автоматическое измерение количества нефти, газа и воды по каждой скважине;
- обеспечение герметизированного сбора скважинной продукции на всем пути движения – от устьев скважин до пункта сбора и подготовки;

– доведение нефти, газа и пластовой воды на технологических установках до норм товарной продукции, автоматический учет этой продукции и передача ее транспортным организациям;

– обеспечение высоких экономических показателей по капитальным затратам, снижению металлоемкости и эксплуатационных расходов;

– надежность и безопасность эксплуатации технологических установок, а также минимизация ущерба экологии района проведения работ.

В состав объектов обустройства X НГКМ входят [1]:

– кустовые площадки №№1,2;

– нефтесборные сети и водоводы ППД;

– нефтепроводы подключения УПН к нефтепроводу X2 НГКМ – X НГКМ – X6 НГКМ (таблица 4.1);

– газопровод подключения УПН к промышленному газопроводу X5 НГКМ – X7 НГКМ (таблица 4.1);

– установка подготовки нефти (УПН);

– газокompрессорная станция (ГКС) с установкой подготовки топливного газа (УПТГ);

– установка подготовки воды с блочной кустовой насосной станцией (БКНС);

– ремонтно-механическая мастерская (РММ);

– склад ГСМ;

– вахтовый поселок;

– водозабор;

– канализационные очистные сооружения;

– полигон ТБО с шламонакопителем;

– взлетно-посадочная площадка,

– необходимые внеплощадочные коммуникации и сети.

УПН предназначена для сбора, подготовки и перекачки нефти, поступающей со скважин X месторождения, с месторождений X2 группы и с

X1 месторождения, а также перекачки нефти по нефтепроводу «X5 НГКМ – X НГКМ – X6 НГКМ» с учетом продукции с X5 НГКМ и X7 НМ (рисунок 4.2).

На УПН последовательно проводятся следующие технологические операции [1]:

- прием нефтегазоводяной смеси;
- сепарация нефти в две ступени;
- обезвоживание и обессоливание, предварительное обезвоживание нефти в газонасыщенном состоянии с последующей ее сепарацией на концевой ступени;
- сжигание аварийных и постоянных сбросов на факеле высокого и низкого давления;
- прием и учет товарной нефти;
- подача товарной нефти в промысловый нефтепровод.

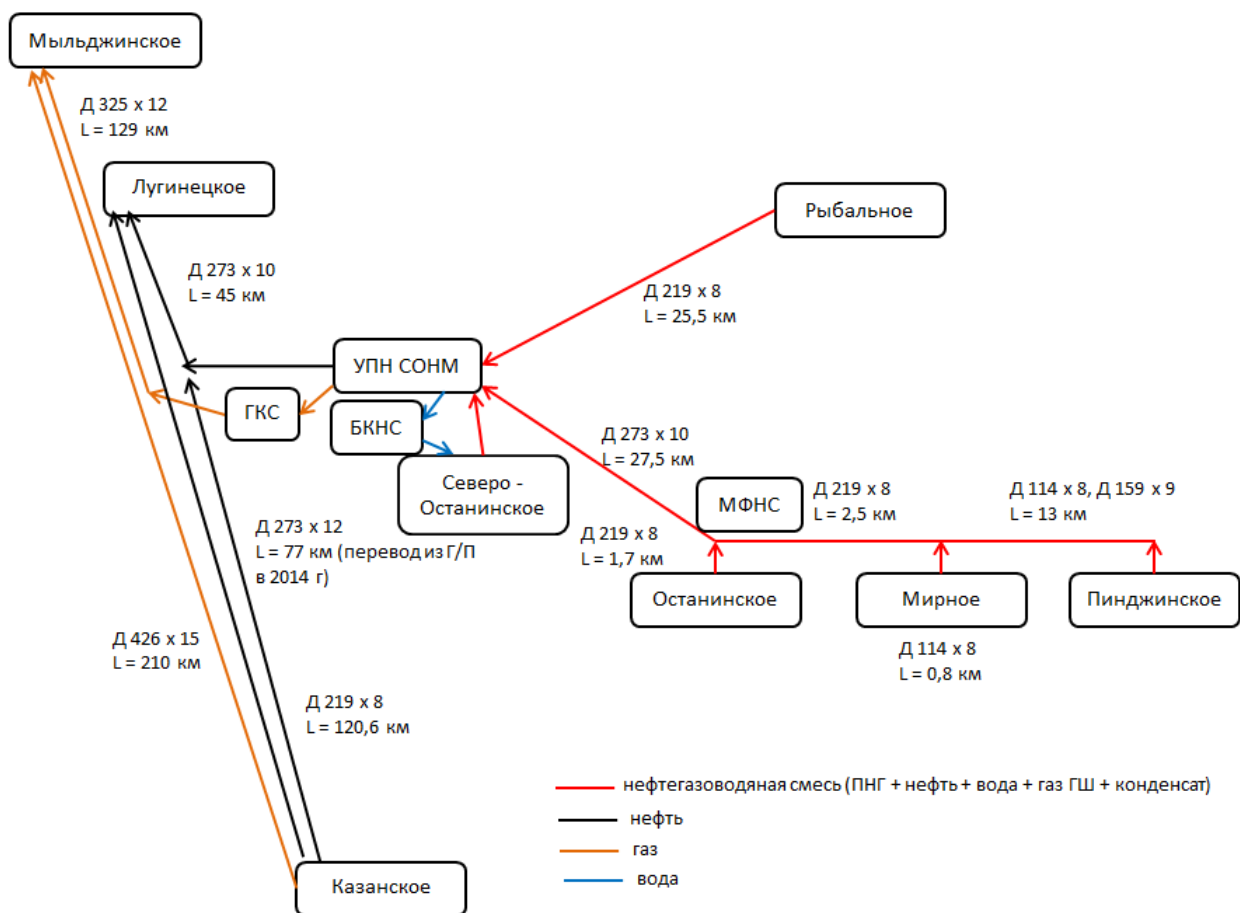


Рисунок 4.2 – Принципиальная схема обустройства X НГКМ

Для проведения вышеназванных операций предусмотрен следующий состав сооружений УПН:

1. площадка подключения нефти с блоком подачи реагентов;
2. технологическая площадка, в состав которой входят:
 - сепарационная установка;
 - отстойник нефти и концевой сепаратор;
3. площадка газосепараторов;
4. площадка подогревателей;
5. насосная внутренней и внешней перекачки с узлом учета нефти;
6. резервуарный парк;
7. факельное хозяйство;
8. блок УПТГ;
9. насосная метанола с расходными резервуарами метанола;
10. площадка подключения газа с входным газосепаратором;

11. энергокомплекс с газотурбинными электростанциями мощностью по 2,5 МВт (3 шт., из них 2 шт. с утилизаторами тепла), с ДЭС и ЗРУ-6 кВ, блоком маслохозяйства и операторной;
12. дренажные и аварийные емкости;
13. емкости хранения запаса раствора глушения скважин;
14. стояк наливной.

Степень подготовки нефти на УПН соответствует требованиям ГОСТ Р 51858-2002.

Товарная нефть поступает в резервуарный парк, откуда перекачивается насосной внешней перекачки по межпромысловым нефтепроводам Ду 200 мм «Х5 НГКМ – Х НГКМ – Лугинецкое НГКМ» и Ду 250 мм «Х5 НГКМ – Х НГКМ – Х6 НГКМ. II-я нитка» на ПСП «Х6» для сдачи в МН «Игольско-Таловое – Парабель» ОАО «Центрсибнефтепровод» [1].

Попутный нефтяной газ подается на ГКС Х НГКМ, где компримируется до необходимого давления и посредством газопровода «Х5 НГКМ – Х7 НГКМ» Ду 300 мм подается на дальнейшую подготовку на УКПГ и К Х7 НГКМ.

С целью поддержания пластового давления на Х НГКМ и утилизации промыслово-хозяйственных стоков и подтоварной воды на площадке УПН имеется блочная кустовая насосная станция (БКНС), площадка подготовки воды с отстойниками и дегазатором сеноманской воды, резервуары-накопители воды. Заводнение нефтяных пластов запроектировано и построено на перспективу развития по следующей схеме: водозаборная скважина – кустовая насосная станция (БКНС) – блок гребенки – высоконапорный водовод к водораспределительным пунктам – высоконапорные водоводы к нагнетательным скважинам – скважины.

4.2 Кустовые площадки Х НГКМ

На каждом кусте скважин (существующие кусты №№ 1, 2 и проектные кусты №№ 3, 4 и 5), индивидуальные выкидные линии нефтяных

скважин подключаются к замерной установке АГЗУ, на которой ведется учет добычи жидкости и газа по нефтяным скважинам. Продукция нефтяных скважин с кустов собирается на УПН, расположенной в районе куста № 1. Для обеспечения необходимого напора для самотечной транспортировки газожидкостной смеси по сборным коллекторам до УПН устьевое давление нефтяных добывающих скважин должно составлять 1-1,5 МПа.

Строительство кустовых площадок предусматривает отсыпку песчано-гравийного основания и обвалование высотой не менее 1 м. В целях повышения надежности добычи, промыслового сбора и транспорта нефти и газа в зимний период рекомендуется утеплять арматуры и открытые участки выкидных линий на устье скважин и в замерных устройствах. Теплоизоляция выполняется слоем минеральной ваты, стеклотканью или асбестовым полотном, под которым укладываются взрывозащищенные саморегулирующиеся нагревательные кабели [3].

В соответствии с рекомендациями п. 3.5. РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов» нефтесборные коллекторы оборудованы устройствами для очистки внутренней полости трубопроводов. При строительстве были предусмотрены перспективные узлы запорной арматуры для возможности подключения планируемых на последующих этапах кустов.

В коридоре коммуникаций помимо нефтегазосборных сетей прокладываются водоводы, газопроводы, силовые кабели электроснабжения, ВЛ-6 кВ, системы автоматизации, автодорога (рисунок 4.3).

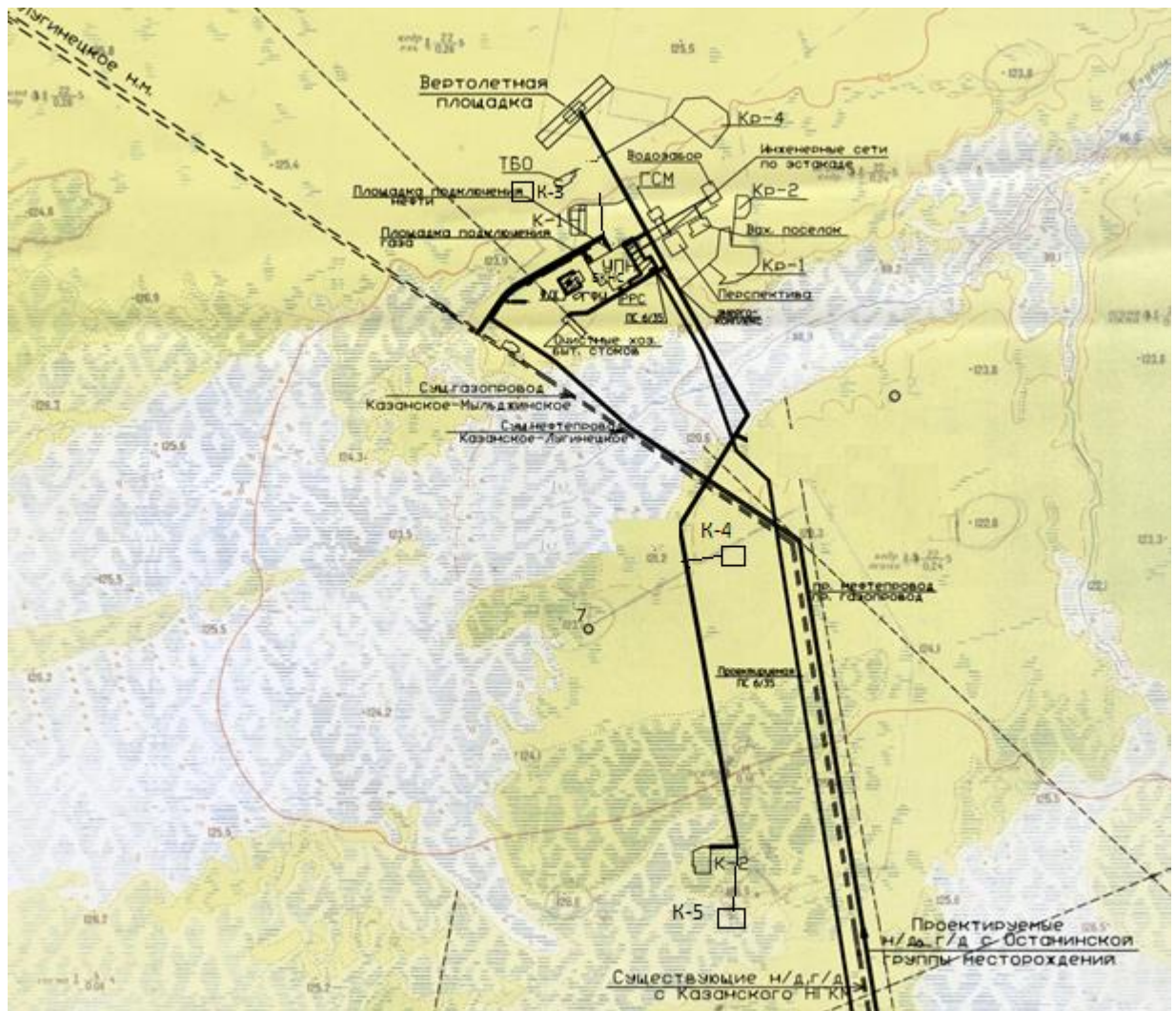


Рисунок 4.3 – Схема обустройства X НГКМ

4.3 Описание технологической схемы УПН

Технологическая схема УПН обеспечивает безопасную эксплуатацию, возможность ремонта, подготовку нефти и выдачу ее потребителю.

Продукция эксплуатационных скважин кустовых площадок №№ 1 (скв. №№ 1г, 2г, 4, 6г), 2 (скв. №№ 5, 7г, 9г, 27 и 37) после АГЗУ по нефтегазосборным сетям подается на площадку УПН для разгазирования, сброса воды и подготовки до требований ГОСТ [1].

X2 НГКМ, X3 НГКМ и X4НМ выполнены одним блоком, т.е. нефтесборные коллекторы от существующих кустов подключаются в общую нефтесборную гребенку на площадке подключения (ПП) X2 НГКМ (рисунок 4.4), и далее по межпромысловому нефтепроводу «X2 НГКМ – X НГКМ»

Ду 250 мм протяженностью 27,5 км скважинная продукция поступает на подготовку на УПН X НГКМ.

Продукция X3 НМ по межпромысловому нефтегазосборному трубопроводу «X3 НМ – X НГКМ» Ду 200 мм протяженностью 25,5 км также поступает на подготовку на УПН X НГКМ.

Нефтегазоводяная смесь с X2 группы месторождений, с X3 месторождения поступает на площадку подключения через электрозадвижки Эз-1, Эз-2, Эз-30, а также задвижку Зд-201 на подготовку. Для улучшения процесса деэмульсации нефти и отделения пластовой воды, а также для борьбы с парафиноотложением и коррозией в трубопровод нефтегазоводяной смеси подается деэмульгатор и ингибитор парафиноотложения и коррозии с блока автоматической подачи реагентов БАПР, установленного на площадке.

Подготовленная нефть с нефтепровода X5 НГКМ поступает на площадку подключения через электрозадвижку Эз-3 и направляется в РВС товарной нефти. Далее насосами внешней перекачки (возможна перекачка через подогреватель нефтяной комбинированный ПП-3) по нефтепроводу «X5 НГКМ – X НГКМ – X6 НГКМ» транспортируется на ПСП «X6» с давлением до 6,3 МПа.

Газ с куста № 2, а также ПНГ после ГКС X НГКМ подается в участок газопровода «X5 НГКМ – X7 НГКМ» Ду 300 мм на дальнейшую подготовку на УКПГ МНГКМ, откуда сухой газ подается в газопровод «Мыльджинское НГКМ – Верикос».

Для обеспечения в случае необходимости дренажа трубопроводов на площадке подключения предусмотрены дренажные емкости, а также дренажные линии с возможностью подключения автомобиля сбора конденсата нефти (АКН) [4].

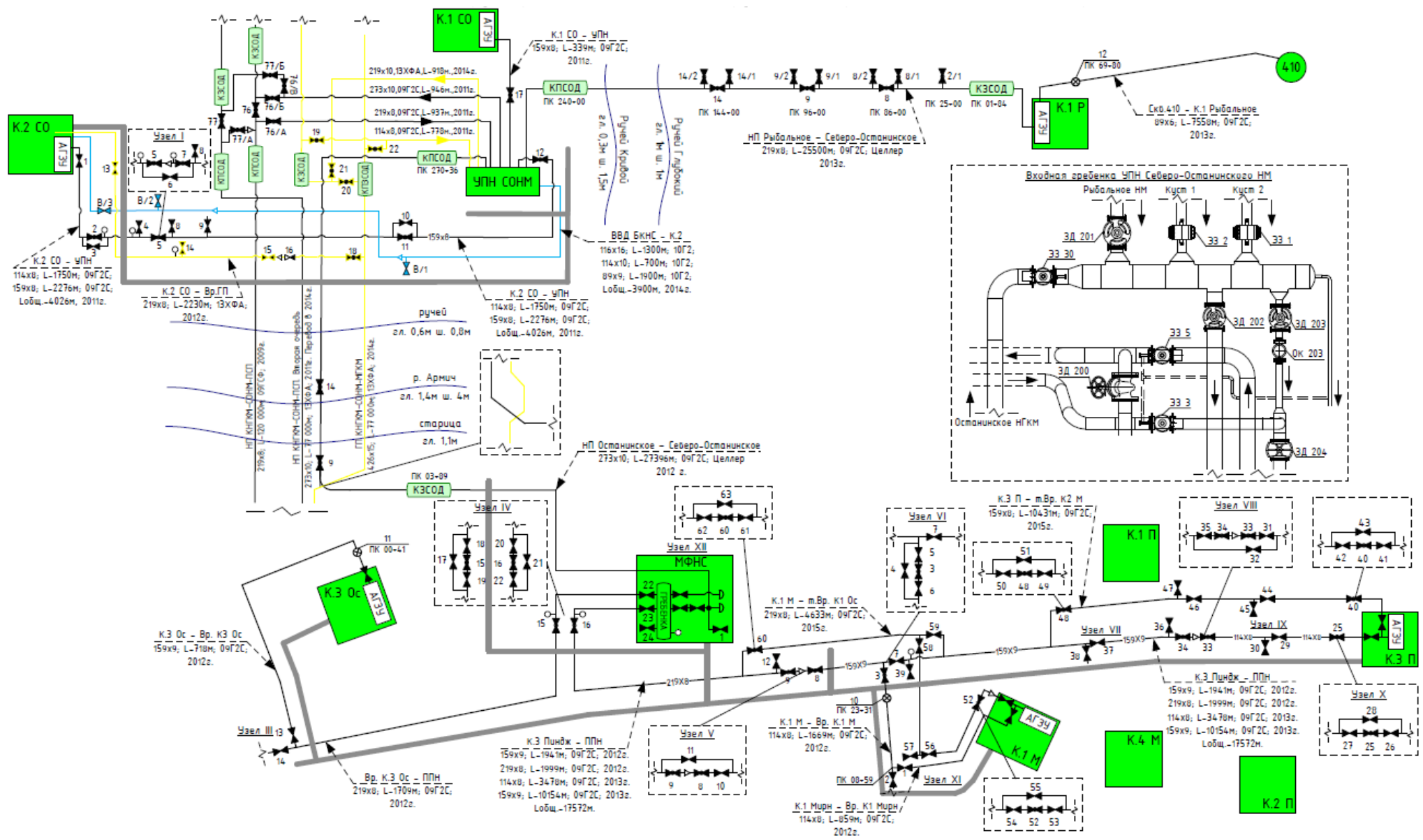


Рисунок 4.4 – Схема системы подключений трубопроводов X2 группы месторождений ОАО «Томскгазпром»

Нефтегазоводяная смесь через электроздвижку Эз-6 по трубопроводу Ду 300 мм поступает на технологическую площадку УПН. На технологической площадке размещаются: сепарационная установка, отстойник нефти и концевой сепаратор. На сепарационной установке расположены нефтегазовые сепараторы первой ступени поз. С-1 и второй ступени поз. С-2. Сепаратор концевой ступени сепарации поз. КС-1 расположен над отстойником нефти поз. ОН-1 для обеспечения достаточного напора разгазированной нефти на входе в сырьевой РВС нефти (рисунок 4.5).

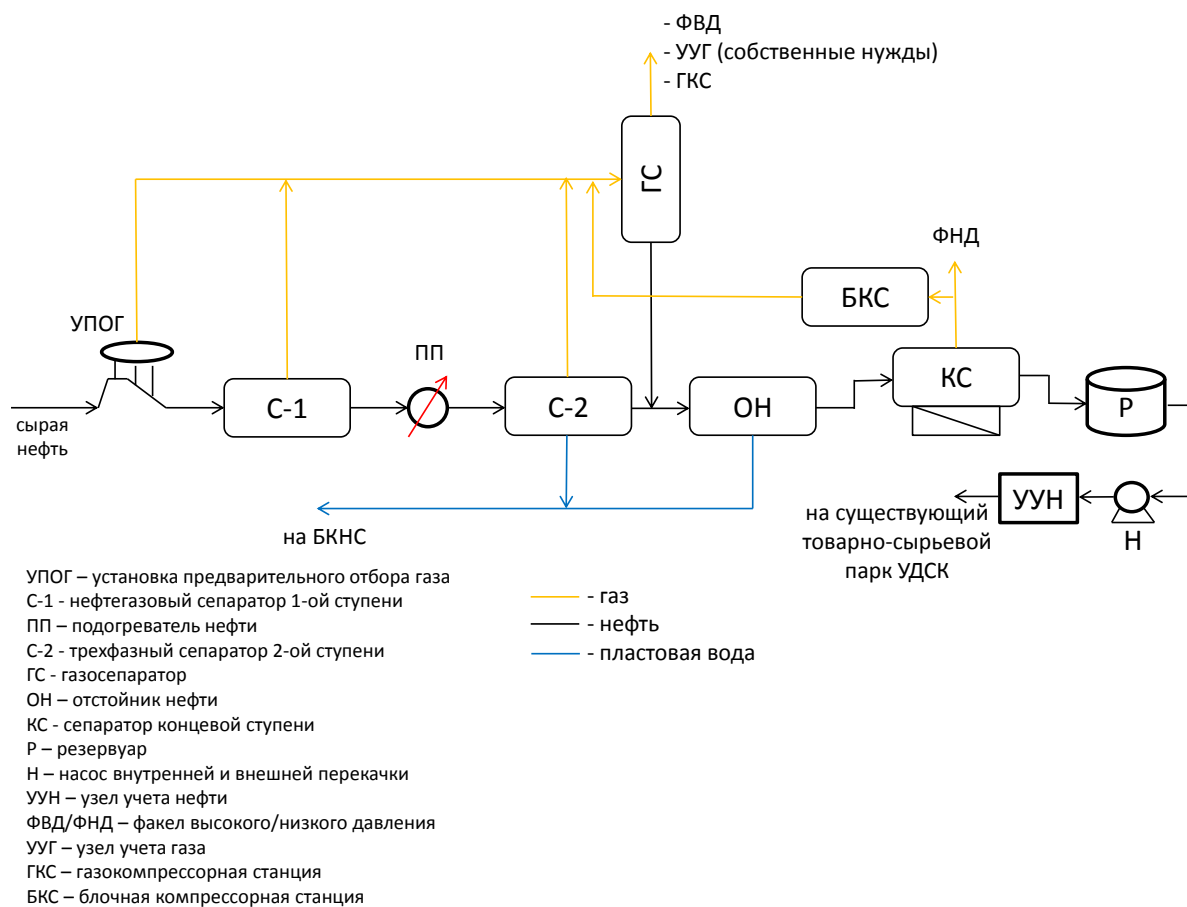


Рисунок 4.5 – Принципиальная технологическая схема УПН X НГКМ

Неразгазированная нефть вначале поступает в сепарационный блок нефтегазовых сепараторов на первую ступень через успокоительный коллектор и устройство предварительного отбора газа, где происходит успокоение и расслоение потока смеси нефти и газа, выделение попутного нефтяного газа из жидкости. Нефтегазоводяной поток поступает в сепаратор С-1 через задвижку Зд-302. Сепаратор представляет собой горизонтальный

аппарат $V = 100 \text{ м}^3$. В С-1 происходит холодная сепарация нефти с выделением попутного нефтяного газа из жидкости. Стабилизируя нефтегазоводяной поток, сепаратор С-1 служит для предварительного сброса газа, тем самым облегчая работу следующему за ним трехфазному сепаратору С-2. Давление в аппарате С-1 (до 0,55 МПа изб.) поддерживается клапаном К-2 сбросом в газосепараторы поз. ГС-1, 2. Уровень жидкости регулируется клапаном К-1 [1].

Частично дегазированная нефть из сепаратора С-1 через задвижки Зд-311, 313, 314, 316, Эз-14, а также регулирующий клапан К-1 поступает на площадку подогревателей.

Площадка подогревателей включает в себя подогреватели нефти ПП-1,2 (НПС-0,6), ПП-3 (ПНК-1,9), состоящие из корпуса нагревателя с промежуточным теплоносителем и блок-бокса с установленной внутри газовой горелкой.

Холодная нефть с первой ступени сепарации через задвижки Зд-507, 506, Зд-517, 516 и Зд-519, 550 поступает на подогрев в ПП-1, ПП-2 и ПП-3 соответственно.

Для улучшения процесса отделения воды от нефти нефтегазоводяная смесь нагревается до температуры 50-55 °С.

В случае создания аварийной ситуации на подогревателях предусмотрено ручное по месту и дистанционное отключение подогревателя и опорожнение трубопроводов и змеевика подогревателя в дренажную емкость Е-2 с последующей откачкой нефти на вход отстойника ОН-1 или в линию поступления в РВС №№ 1-4.

Далее нагретая смесь через задвижки Зд-501, 502 от ПП-1, Зд-511, 512 от ПП-2 и Зд-520, 548 от ПП-3 направляется на вторую ступень сепарации для отделения от нее пластовой воды и дальнейшего разгазирования при давлении до 0,45 МПа.

Трехфазный сепаратор С-2 представляет собой горизонтальный аппарат $V = 100 \text{ м}^3$. Внутри аппарата на уровне 1980 мм расположена

перегородка, которая делит сепаратор на два отсека (технологический и буферный).

Процесс обработки нефти в аппарате регулируется автоматически: в нефтесборном отсеке аппарата – уровень нефти, в отстойном отсеке – уровень раздела «нефть-вода» регулируются клапанами К-3 и К-5 соответственно. Давление в аппарате С-2 поддерживается клапаном К-4 на сбросе газа в коллектор в газосепараторы ГС-1, 2. Обезвоживание нефти в С-2 обеспечивается до содержания воды в нефти не более 10 % [12].

Для доведения нефти по содержанию воды до товарного качества (до 0,5 %) предусмотрен отстойник нефти поз. ОН-1, нефть в который поступает из сепаратора С-2. Отстойник ОН-1 представляет собой горизонтальный аппарат $V = 100 \text{ м}^3$. Нефть в аппарат подается снизу через распределительный коллектор под слой воды. В отстойнике нефти, работающем в режиме полного заполнения, за счет большого времени пребывания (до 1 часа) и создания условий промывки нефти в слое пластовой воды без турбулизации и перемешивания фаз обеспечивается достаточно полное отделение воды от нефти. Межфазный уровень «нефть-вода» регулируется клапаном К-6 и поддерживается в пределах 40-50 %. Отделившаяся пластовая вода через задвижки Зд-366, 369, 370, 371 и регулирующий клапан К-6 подается в усреднитель промстоков. Давление в аппарате поддерживается гидростатически (до 0,12 МПа) за счет перепада высот между отстойником и концевым сепаратором КС-1, установленном на отметке 13,6 м.

Для интенсификации процесса обессоливания нефти предусмотрена подача пресной воды в отстойник от водозабора через задвижки Зд-363, 600, 601 и клапан К-18 [12].

Окончательное разгазирование нефти осуществляется в концевом сепараторе КС-1 (давление насыщенных паров не более 500 мм рт. ст. (66,7 кПа)). Обезвоженная нефть поступает в КС-1 из ОН-1 через запорную арматуру Зд-373, 390.

Концевой сепаратор КС-1 представляет собой горизонтальный аппарат $V = 100 \text{ м}^3$. Давление в аппарате поддерживается минимально достаточным для вывода газов на факел низкого давления. Уровень в аппарате поддерживается регулирующим клапаном К-9.

Попутный нефтяной газ низкого давления (ПНГ НД) от концевой сепарационной установки (КСУ) УПН с давлением (0,103...0,120) МПа и температурой (30...45) °С поступает на вход блочной компрессорной станции (БКС), размещенной на территории УПН. В БКС сжатие происходит в две ступени с промежуточным охлаждением и сепарацией. После второй ступени сжатия охлаждение отсутствует. Жидкость, выпадающая в сепараторе после первой ступени сжатия, дожимается насосом и поступает в выходной коллектор БКС. Далее газожидкостная смесь с давлением (0,4...0,6) МПа и с температурой (80...96) °С подается в трубопровод ГС1 ПНГ ВД.

Далее стабилизированная нефть через задвижки Зд-393, 395, 396 и клапан К-9 поступает на распределительную гребенку резервуарного парка и через электрозадвижки Эз-7.3, Эз-7.4, Эз-7.1, Эз-7.2 направляется в один из резервуаров Р-1, Р-2, Р-3, Р-4 соответственно.

Резервуарный парк состоит из четырех резервуаров вертикальных стальных $V = 2000 \text{ м}^3$ каждый. Обвязка резервуаров выполнена таким образом, что каждый резервуар может быть как сырьевым, так и товарным.

Водяная «подушка» в сырьевом резервуаре поддерживается на уровне 3-4,5 м и предназначена для более глубокого обезвоживания и обессоливания нефти. Чистая подтоварная вода отводится из резервуаров в систему промканализации, а загрязненная с большим содержанием нефти (более 1000 мг/м³) – в дренажную емкость Е-4 ($V = 63 \text{ м}^3$). Вода (нефть) откачивается из емкости Е-4 погружным насосом на вход отстойника ОН-1 или на вход С-1.

Нефть из сырьевого резервуара с отметки 7 м переливается в товарные резервуары. Отбор нефти для откачки из товарных резервуаров может производиться с уровнями 0,5; 2; 7 м.

Далее товарная нефть поступает в насосную внешней и внутренней перекачки через электродвигатели Эз-10.1, Эз-10.2, Эз-10.3, Эз-10.4 на приемную линию магистральных насосов Н-1/1, Н-1/2, Н-1/3, Н-1/4 (ГДМ-8) или через Эз-8.1, Эз-8.2, Эз-8.3, Эз-8.4 на прием насосов внутренней перекачки Н-2/1, Н-2/2 (ГДМ-14). В состав насосной входит и узел учета нефти, предназначенный для оперативного учета перекачиваемой нефти. Узел учета нефти включает в себя две измерительные линии (одна рабочая, одна резервная), узел контроля влагосодержания с ручным пробоотборником «Стандарт-Р» и автоматическим влагоанализатором УДВН-1пм.

Поступающая из товарных резервуаров нефть перекачивается магистральными насосами через оперативный узел учета в нефтепровод на сдачу в систему ОАО «АК «Транснефть» или насосами внутренней перекачки на стояк налива нефти в автоцистерны [9].

Технологической схемой предусмотрены возможности подачи некондиционной нефти насосами ГДМ-14 из резервуаров на вход УПН или на вход отстойника ОН-1 и подачи товарной нефти с выхода насосов ГДМ-8 для подогрева в подогревателе нефти ПП-3 (Зд-275, Зд-276).

Нефтяной газ после I и II ступеней сепарации по сборному коллектору поступает в газосепараторы ГС-1, 2. Газовый сепаратор представляет собой вертикальный аппарат $V = 16 \text{ м}^3$. Газ, после дополнительной очистки от капельной влаги в газосепараторе ГС-1, 2 (остаточное содержание до $0,015 \text{ г/м}^3$), поступает в сборный коллектор на факел высокого давления, на узел учета газа (УУГ) и на газокompрессорную станцию. Давление в газосепараторах ГС-1, 2 и на УУГ регулируется клапанами К-13, 14. Из сборного коллектора через УУГ часть подготовленного газа используется на собственные нужды: для подогревателей нефти ПП-1, 2, 3 через фильтр-сепаратор ФС-1; для розжига факелов высокого и низкого давления, в качестве продувочного газа в факельных коллекторах. Замер расходов газа производится на УУГ с выводом показаний в операторную блока СЭБ.

Отделившийся конденсат через задвижки Зд-422, 424, 425, К-15.1 с ГС-1 и Зд-414, 416, 417, К-15.2 с ГС-2 поступает в дренажные емкости Е-1/1, 2 с последующей откачкой на вход отстойника нефти.

Технологический комплекс сооружений факельных систем высокого и низкого давления включает в себя [14]:

- факельный коллектор с расширительной камерой низкого давления (РК-2);
- конденсатосборник низкого давления ЕК-2 с насосом типа НВ-Е-50-50;
- факельный ствол низкого давления с оголовком;
- факельный коллектор с расширительной камерой высокого давления (РК-1);
- конденсатосборник высокого давления ЕК-1 с насосом типа НВ-Е-50-50;
- факельный ствол высокого давления с оголовком;
- технологические трубопроводы (подводящие газопроводы, газопроводы на горелки, трубопроводы откачки конденсата и др.).

Отделившийся конденсат из РК-1 поступает в ЕК-1, а из РК-2 – в ЕК-2, откуда через задвижки Зд-480, 535, Эз-21, 22 откачивается погружными насосами на вход в ОН-1.

В качестве основного топливного газа принят газ от газопровода Х5 НГКМ – Х7 НГКМ, который под давлением до 10 МПа через электрозадвижку Эз-29 поступает в сепаратор-пробкоуловитель поз. СГ-1. Скопившаяся в сепараторе смесь воды и конденсата автоматически выводится клапаном-регулятором К-21.1 из накопительной части сепаратора на вход установки УПН через обратный клапан ОК-487 и кран К-487. Для исключения проскока газа перед клапаном К-21.1 предусмотрен клапан-отсекатель К-21/1.

Очищенный от капельной влаги и конденсата газ после СГ-1 подается на установку УПТГ для очистки и осушки путем низкотемпературной

сепарации с применением клапана регулирующего КлР-2 и двухпоточной вихревой трубы ДВТ. Осушка газа в УПТГ достигает параметров по СТО 089-2010, выходное давление газа – до 1,63 МПа, температура – до 30 °С [13].

На период проведения пуско-наладочных, ремонтных работ на установке подготовки топливного газа для подачи газа требуемых параметров на ПАЭС и котельную предусмотрена байпасная линия УПТГ с краном К-32. При этом снижение давления газа до необходимого осуществляется ручным регулятором Кр-1, установленном на входе СГ-1.

Далее осушенный газ направляется основным потребителям: на газопотребляющие электростанции ПАЭС-2500 с целью выработки электроэнергии; на газовую котельную; на подогреватели нефти ПП-1, 2, 3.

Для снижения давления газа до рабочего применены регуляторы давления «после себя»: на подогреватели нефти ПП-1, 2, 3 установлен клапан К-17 с регулируемым давлением 0,3 МПа.

В качестве основного газа для ПП-1, 2, 3 принят попутный газ УПН после сепараторов ГС-1, 2.

Для дополнительной очистки топливного газа, подаваемого на газовые горелки подогревателей, после узла учета газа установлен газовый сепаратор ФС-1. Отвод жидкости из накопительной части сепаратора осуществляется клапаном-отсекателем в дренажную емкость Е-2.

Для предотвращения образования кристаллогидратов в трубопроводах и скважинах предусматривается использование метанола марки Б по ГОСТ 2222-95. Хранение метанола предусмотрено наружно в резервуарах Р-5, 6 (объемом 10 м³ каждый) и Р-7 (объемом 50 м³) в соответствии с «Общими санитарными правилами при работе с метанолом» (№ 4132-86 от 18.07.86 г.) и «Сборником документов по безопасности работы с метанолом на объектах газовой промышленности» ВНИИГАЗа. Все сливо-наливные устройства и люки после проведения операций слива-налива должны герметично закрываться и быть опломбированы в закрытом состоянии [13].

Для подачи метанола в трубопроводы предусмотрена насосная дозировка метанола с двумя агрегатами электронасосными дозировочными Н-1, Н-2 (ДП-2/100).

Давление срабатывания клапанов установлено расчетом согласно п. 5.5.9 «Правилам устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» (ПБ 03-576-03).

Защита оборудования и технологических процессов осуществляется предохранительными клапанами.

Технологическая схема УПН выполнена с учетом подготовки 756 тыс. т/год нефти. Для возможности пуска УПН на меньших объемах добычи (пусковой период пробной эксплуатации) предусмотрены необходимые узлы переключения, состоящие из задвижек типа ЗКЛ2-16, что дает возможность последовательно включать в работу сначала С1-КС1 (с учетом газосодержания нефти), а затем, при увеличении обводненности нефти – сепаратор С2 и отстойник нефти ОН-1.

На УПН предусмотрен прием нефти из автоцистерн на площадке налива через приемное устройство ПУ в дренажную емкость Е4 с последующей перекачкой погружным насосом в любой резервуар. Подача на подготовку в сепаратор С2 происходит через подогреватель, либо нефть направляется в отстойник [14].

В качестве стояка налива нефти поз. СН-1 используется комплектная установка налива АСН-100 производительностью до 150 м³/ч. Подача нефти на стояк производится насосами Н2/1, Н2/2 насосной внешней и внутренней перекачки через Эз-11 и Зд-205/1. Предусмотрено местное и дистанционное управление наливом. Стояк снабжен счетчиком жидкости и датчиком максимального уровня в автоцистерне. Нефть от стояка налива подается на наполнение автоцистерны, которая отправляется потребителю [13].

4.4 Газокомпрессорная станция

Газокомпрессорная станция (ГКС) X НГКМ располагается в непосредственной близости от установки подготовки нефти, газа и воды (УПН). ГКС предназначена для сжатия попутного нефтяного газа (ПНГ), поступающего от аппаратов первой и второй ступени сепарации нефти УПН (ПНГ ВД), и нефтяного газа низкого давления (ПНГ НД) от концевых сепарационных установок нефти УПН. Оборудование ГКС рассчитано на круглосуточный режим эксплуатации.

Скомпримированный газ ГКС направляется в межпромысловый газопровод «X НГКМ – Мыльджинское НГКМ» на УКПГ Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Газ месторождения не содержит вредных примесей.

ПНГ ВД от аппаратов УПН под собственным давлением 0,4-0,6 МПа и температурой 3-12 °С по трубопроводу ГС1 DN 500 поступает на вход ГКС.

ПНГ НД от концевой сепарационной установки (КСУ) УПН с давлением 0,103-0,120 МПа и температурой 30-45 °С поступает на вход блочной компрессорной станции (БКС), размещенной на территории УПН. В БКС сжатие происходит в две ступени с промежуточным охлаждением и сепарацией. После второй ступени сжатия охлаждение отсутствует. Жидкость, выпадающая в сепараторе после первой ступени сжатия, дожимается насосом и поступает в выходной коллектор БКС. Далее газожидкостная смесь с давлением 0,4-0,6 МПа и с температурой 80-96 °С подается в трубопровод ГС1 ПНГ ВД.

БКС (согласно заводской документации Установка улавливания легких фракций нефти УУЛФ.Р-80.0000-000) предназначена для компримирования газа, выделившегося в процессе окончательного разгазирования нефти на концевых сепарационных установках КСУ УПН.

На выходе из БКС давление не более 0,7 МПа, температура не выше 96 °С. БКС является изделием полной заводской готовности блочного типа с системами жизнеобеспечения и состоит из:

- ✓ блока компрессорного (БК) с двумя компрессорными агрегатами;
- ✓ блока системы контроля и управления (ББ СКУ);
- ✓ аппаратов воздушного охлаждения газа АВО1, АВО2 (рабочий + резервный);
- ✓ аппаратов воздушного охлаждения АВО3 охлаждающей жидкости системы охлаждения компрессоров.

Блоки располагаются на площадке УПН, в непосредственной близости от конечных сепарационных установок.

В составе БКС установлены: компрессоры первой ступени сжатия К1, К3, компрессоры второй ступени сжатия К2, К4, входной сепаратор С1 (СЦВ-8Г-273/10-85) с системой откачки жидкости по уровню в выходной трубопровод КУ, межступенчатый сепаратор С2 (СЦВ-8Г-219/10-85) и сепаратор выходной С3 (СЦВ-8Г-530/10-85), оборудованные системой сброса жидкости по уровню. Тип сепараторов – центробежные, вихревые.

В компрессорном блоке устанавливаются два компрессорных агрегата с двухступенчатым сжатием, с компрессорами производства компании «Ro-Flo Compressors» ротационного типа. Подключение компрессоров параллельное, к общим входному и выходному коллектору. В первой ступени сжатия установлен компрессор марки 19L, во второй ступени сжатия 219M. Привод каждого агрегата – электродвигатель «Siemens» 1PS4407-1BL40-4DAO, номинальной мощностью 400 кВт.

Номинальная производительность КУ газа КСУ, при включении в работу двух компрессорных агрегатов, составляет 500...5000 нм³/ч. Для компримирования всего объема газа КСУ достаточно производительности одного агрегата, второй агрегат в резерве. Объемная производительность БКС регулируется в пределах от 10 до 100% от номинальной.

Температура газа на входе БКС находится в пределах 30-45 °С. При увеличении температуры газа на выходе до 92 °С срабатывает аварийная сигнализация, при 96 °С БКС переходит в режим «Аварийный останов».

Газ КСУ поступает в сепаратор С1 для улавливания капельной влаги и мехпримесей и далее на вход компрессоров 1-й ступени сжатия К1, К3, где компримируется до давления 0,38 МПа. На выходе первой ступени сжатия установлен аппарат воздушного охлаждения газа АВО1 (АВО2) и промежуточный сепаратор С2. После 2-й ступени сжатия на компрессорах К2, К4 газ направляется на выход БКС через сепаратор С3 без охлаждения.

В сепараторах С2, С3 газ очищается от отработанного масла. Концентрация масла в газе на выходе из БКС составляет не более 5 ppm (массовых частей на миллион).

На выходе газа каждого из компрессоров установлены клапаны обратные КО1...КО4, на общем выходе газа – обратный клапан КО5.

Для возможности отключения БКС на трубопроводах входа газа DN300 и выхода DN150 установлены затворы дисковые с пневмоприводом, Кр41, Кр42 соответственно. Для сброса газа на факел из обвязки БКС в аварийной ситуации установлен пневмоприводной кран шаровый Кр43.

На входе газа в БКС и на выходе каждой ступени сжатия установлены предохранительные клапаны КП1, КП2, КП3 соответственно. Газ от клапанов КП1, КП2 сбрасывается на факел низкого давления Ф2 УПН, газ от КП3, а также аварийный сброс газа от оборудования и трубопроводов КУ, направляется на факел высокого давления Ф1 УПН.

Дренаж из сепараторов С2, С3 направляется в емкость ЕК2 V = 8 м³ сбора конденсата от расширительной камеры РК2 факельной системы низкого давления УПН. Также предусмотрен сброс жидкости от оборудования КУ в емкости аварийные УПН Е1/1, Е1/2 V = 63 м³.

В качестве охлаждающей жидкости в КУ газа КСУ применяется Тосол-А40М. Заправка (долив) производится по мере необходимости через расширительный бак. Необходимый объем жидкости 300 л.

Заправка маслобака БКС осуществляется из бочек при помощи бочкового насоса, тип масла – для четырехтактного дизеля, с вязкостью SAE – 30. Необходимый объем для заполнения маслосистемы 400-450 л.

Для пропарки и продувки оборудования блока перед проведением регламентных, ремонтных работ, а также перед пуском в работу, предусматривается подвод к БКС пара и азота.

Общий поток ПНГ ВД и ПНГ НД по трубопроводу ГС1 DN 500 поступает на вход запорно-регулирующей арматуры, установленной на ГКС, давление на пневмоприводном регуляторе стабилизируется на уровне (0,4...0,55) МПа. Затем газ поступает в фильтр-сепаратор ФС-1 (ФС-2) для очистки от мехпримесей и капельной влаги и далее на вход в компрессорные установки КУ-1 (КУ-2), где происходит компримирование до давления 9,8 МПа (рисунок 4.6).

КУ-1, КУ-2 (рабочая и резервная) расположены на территории ГКС. Сжатие газа в КУ происходит в три ступени. После каждой ступени предусмотрено охлаждение газа на аппаратах воздушного охлаждения (АВО) и сепарация капельной влаги в межступенчатых и концевом сепараторах.

Скомпримированный газ от ГКС по коллектору ГС2 DN 150 с давлением 9,8 МПа поступает в блок замера, где происходит замер газа перед дальнейшим транспортом и далее до точки врезки в межпромысловый газопровод «Х НГКМ – Мыльджинское НГКМ».

Отсепарированная в ФС-1 (ФС-2), входных сепараторах КУ-1, КУ-2 и в фильтрах топливного газа жидкость под собственным давлением подается в концевую сепарационную установку УПН.

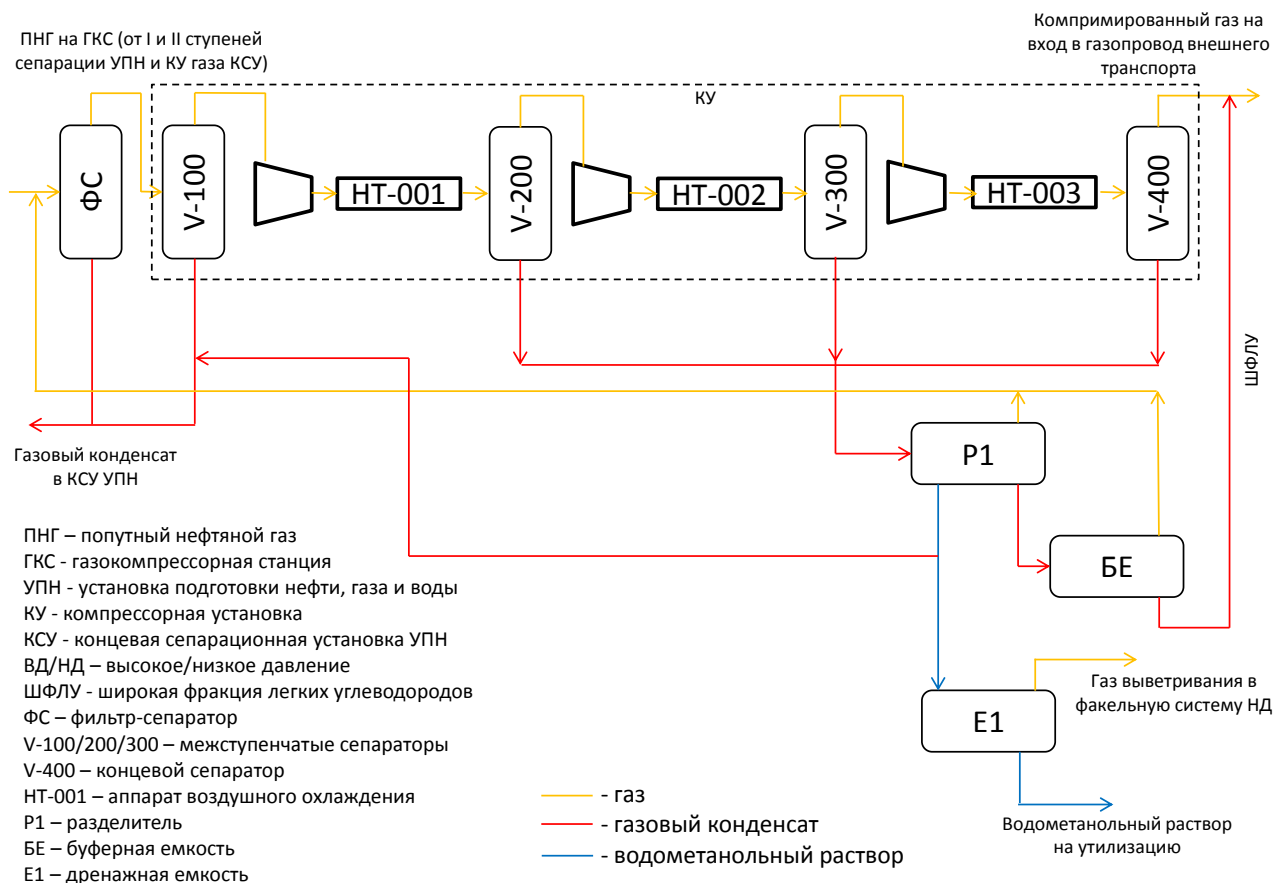


Рисунок 4.6 – Принципиальная технологическая схема ГКС X НГКМ

Жидкость от межступенчатых и конечных сепараторов КУ-1, КУ-2, а также после сепаратора С1 УПНГ поступает в разделитель Р. После разделения ШФЛУ подается в буферную емкость БЕ, а вода в дренажную емкость Е-1. Из БЕ ШФЛУ поступает в насосную и далее плунжерными насосами закачивается в выходной коллектор ГС2. Ввод ШФЛУ в ГС2 осуществлен в двух точках – до и после блока замера для возможности замера либо потока газа, либо газожидкостной смеси.

Технологические решения ГКС обеспечивают:

- непрерывность процесса компримирования и транспорта газа;
- возможность работы в условиях изменения количества поступающего газа;
- полную утилизацию жидких углеводородов путем направления потоков жидкости от оборудования ГКС в трубопровод скомпримированного газа и технологические аппараты УПН;

- снабжение топливным газом потребителей ГКС и УПН от УПТГ;
- обеспечение чистым маслом компрессорных установок КУ-1, КУ-2;
- слив отработанного масла с КУ-1, КУ-2;
- подачу метанола на кусты скважин;
- применение дистанционно и автоматически управляемой арматуры с пневмоприводами, работающими на воздухе с давлением управляющей среды 0,6-1,0 МПа;
- безопасность производства;
- сравнительно низкую экологическую опасность производства;
- оптимизацию режимов работы оборудования;
- рациональное расходование топливно-энергетических ресурсов.

В состав основных технологических сооружений ГКС входят следующие сооружения и системы:

- установки компрессорные КУ-1 (КУ-2);
- площадка фильтр-сепараторов ФС-1 (ФС-2);
- узел замера скомпримированного газа (УЗГ);
- блок замера газа, направляемого на факел (БЗГ);
- установка подготовки топливного газа (УПТГ);
- площадка емкостей в составе: разделитель жидкости (Р) и буферная емкость (БЕ);
- площадка факельного сепаратора в составе: сепаратор факельный (СФ) и емкость дренажная факельной системы (ЕФ);
- емкость дренажная (Е-1);
- склад масел в таре;
- емкость для слива масла (ЕМ, $V = 8 \text{ м}^3$);
- станция воздушно-азотная;
- дренажные емкости (ЕД-1, ЕД-2, ЕД-3);
- насосная метанола;
- площадка резервуаров метанола (Рв-1.1, Рв-1.2, $V = 2000 \text{ м}^3$);

- емкость для аварийного слива метанола (Е-3, V = 12,5 м³);
- площадка для слива метанола;
- внутриплощадочные и внеплощадочные сети.

4.5 Электроснабжение

Электроснабжение обеспечивается энергокомплексом в составе 3-х газотурбинных электростанций «ПАЭС-2500Г-Т6300» (2 рабочих и 1 резервная) мощностью по 2 МВт с ЗРУ напряжением 6,3 кВ и повышающей подстанцией ПС 6/35 кВ. Генерируемая мощность электростанций в количестве 4 МВт распределяется между следующими потребителями:

- потребители УПН X м/р через понизительную трансформаторную подстанцию 2КТПП 1600/6/0,4кВ;
- остальные потребители X НГКМ по ВЛ 6кВ;
- потребители X2 группы месторождений через повысительную ПС 6/35кВ по ВЛ 35кВ;
- потребители X3 НМ через повысительную ПС 6/10кВ по ВЛ 10кВ.

Таблица 4.3 – Краткая характеристика энергокомплекса X НГКМ

Характеристика	Значение
Название ГТУ	ПАЭС-2500
Количество ГТУ (в работе/в ремонте)	3 (2/1)
Мощность 1 ГТУ	2 МВт
Мощность энергокомплекса	4 МВт

5 Модернизация установки подготовки нефти X НГКМ

5.1 Обустройство УПН X НГКМ. 2-я очередь

Регулярно, с некоторым опережением увеличивается скважинный фонд X2 группы месторождений и X3 НМ. Согласно таблице 5.1 уже в 2020г. валовая добыча жидкости составит 795,5 тыс.тонн [2], что будет превышать настоящую производительность УПН X НГКМ, а в 2022г. валовая добыча жидкости будет максимальной и составит 1223 тыс.тонн. В связи с этим необходимо вводить в работу новые мощности производства.

В данной работе проработана концепция для основных технических решений по проектированию второй очереди УПН X НГКМ. При проведении работы было предусмотрено:

1. Увеличение производительности установки подготовки нефти;
2. Размещение центрального теплового пункта (ЦТП) с целью оптимизации теплоснабжения – централизации распределения тепловой энергии объектов X НГКМ;

Генеральный план площадки второй очереди УПН проработан с учетом технологической взаимосвязи предлагаемых концептуальных и существующих объектов, внешних транспортных связей, конфигурации площадки, с учетом существующих и концептуальных инженерных сетей.

В основу планировочных решений положены следующие принципы:

- размещение основных и вспомогательных сооружений в соответствии с принятой технологической схемой с учетом ветров преобладающего направления;
- зонирование объектов;
- соблюдение санитарных и противопожарных требований;
- рациональное размещение инженерных коммуникаций [7].

В состав предлагаемых концептуальных сооружений 2-й очереди УПН входят следующие здания и сооружения:

1. Технологическая площадка;

2. Емкость дренажная $V=63 \text{ м}^3$, 2 шт.;
3. Блок-бокс автоматики;
4. Площадка печей ПТБ-5;
5. Блок управления ПТБ-5, 2 шт;
6. Склад-контейнер, 8 шт.;
9. Блок обогрева вахтенного персонала;
10. Площадка ресиверов азота и воздухосборника $V=25 \text{ м}^3$;
11. Трансформаторная подстанция 2КТП-6/0,4 кВ;
12. Емкость бытовых стоков $V=10 \text{ м}^3$;
13. Центральный тепловой пункт;
14. Система регулируемой подачи ингибитора;
15. Емкость дренажная $V=8 \text{ м}^3$ (для первого варианта);
16. Площадка концевго сепаратора (для первого варианта).

5.2 Выбор вариантов размещения сооружений 2-й очереди УПН

При разработке концептуальных решений предусмотрено размещение объектов с учетом наименьшего воздействия на рельеф, почвы, растительный и животный мир, за пределами ценных в экологическом и хозяйственном отношении лесов, с учетом розы ветров [7].

В ходе разработки схемы генерального плана предложено два варианта размещения предлагаемых концептуальных сооружений на площадке УПН.

Описание 1-го варианта

Размещение основных технологических установок на свободной территории от капитальной застройки на месте ранее демонтированной горизонтальной факельной установки с амбаром и сопутствующими коммуникациями.

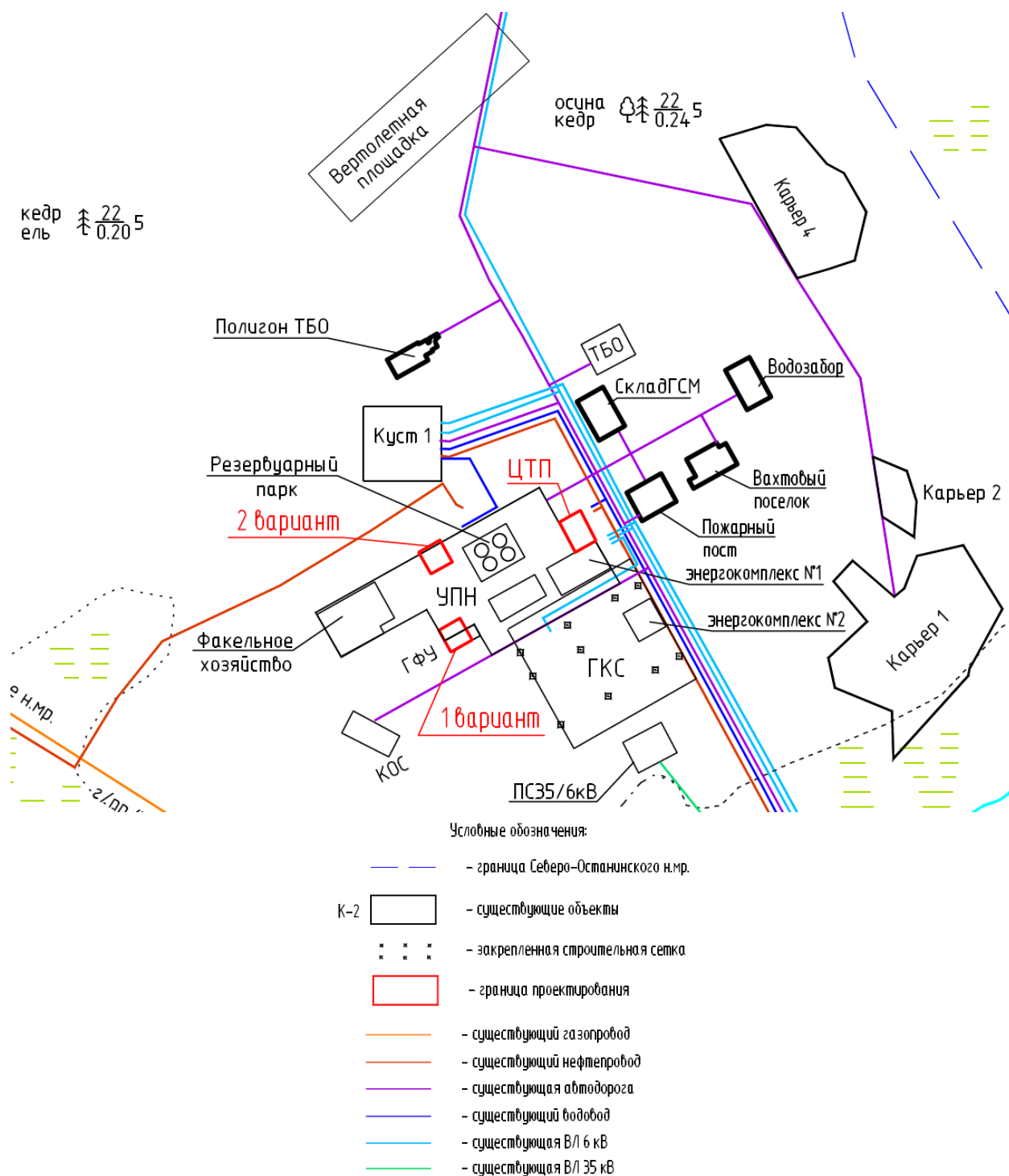


Рисунок 5.1 – Размещение проектируемых зданий и сооружений 2-й очереди УПН X НГКМ

При размещении сооружений 2 очереди УПН X НГКМ по варианту 1 проектирование сооружений предусматривается на свободной территории с последующим подключением к существующим технологическим трубопроводам.

Недостатки 1-го варианта:

1. Разделение технологической установки на площадку, состоящую из отстойников нефти и двух сепараторов, и отдельную площадку с концевым сепаратором КС-1/2, приближенным к территории склада нефти – отсюда следует удаленность сепаратора концевой ступени КС-1/2 от резервуарного парка;

2. Значительная протяженность проектируемой эстакады технологических трубопроводов для ассимиляции с УПН 1-й очереди. Значительные затраты на прокладку технологических трубопроводов и строительство протяженных технологических эстакад к точкам подключения инженерных сетей;

3. Строительство дополнительных прожекторных мачт (ПМ) для освещения и молниезащиты оборудования;

4. Строительство дополнительных подъездных дорог и разворотных площадок;

5. Строительство дополнительных подземных сетей проливневой канализации.

Достоинства 1-го варианта:

1. Не нарушен рабочий цикл существующей установки подготовки топливного газа печей подогрева нефтяной эмульсии;

2. Не требуется значительный демонтаж существующего технологического оборудования и технологических трубопроводов;

3. Возможность строительства УПН 2 очереди в один этап без последовательного и поэтапного вывода из эксплуатации существующего оборудования.

Описание 2-го варианта

Размещение основного технологического оборудования УПН 2 очереди на территории действующей УПН с демонтажем существующего технологического оборудования площадки печей и его замена оборудованием большей производительности, а также демонтаж метанольного хозяйства с насосной метанола. При этом потребуются

устройство централизованной подачи метанола по проектируемому трубопроводу с врезкой в существующую сеть метанолопровода на газокompрессорной станции.

При размещении сооружений 2-й очереди УПН X НГКМ по 2-му варианту расположение сооружений предусматривается на площадях, где в настоящее время расположены существующие сооружения:

- насосная метанола и расходный склад метанола;
- печи нагрева нефти НПС-0,6 тепловой мощностью 0,63 МВт в количестве 2-х штук и одного нагревателя ПНК-1,9 тепловой мощностью 1,9 МВт на площадке подогревателей;
- свеча рассеивания;
- трубопроводы на эстакаде от расходного склада метанола до оси эстакады;
- 120 м участка трубопровода Н18 от узла подключения до эстакады диаметром 325x8,0 мм подземной прокладки.

Вторым вариантом расположения новых сооружений предусматривается демонтаж вышеобозначенных сооружений. В связи с демонтажем насосной метанола на площадке УПН X НГКМ подача метанола на вход существующего УПТГ предусматривается от насосной метанола площадки ГКС X НГКМ. Для подачи метанола в УПТГ предусматривается блок СРПИ, размещенный в районе УПТГ. Сбросы газа с предохранительных клапанов существующего УПТГ предусмотрены на факел высокого давления.

При этом варианте меняется трасса автодороги на факельное хозяйство, выполняется переукладка подземного нефтепровода Н18 к печам нагрева на эстакаду и другие мероприятия.

Безусловными достоинствами 2-го варианта являются:

1. Оптимизация технологической схемы УПН;
2. Минимизация материалоемкости строительства;

3. Технологическая ассимиляция и централизация метанолоснабжения;

4. Установка оборудования, обеспечивающего перспективное увеличение производительности УПН X НГКМ.

К недостаткам 2-го варианта можно отнести значительные затраты на демонтаж существующего эксплуатируемого оборудования, сложность монтажа и переобвязки оборудования в условиях действующего производства, необходимость поочередного вывода из эксплуатации заменяемого оборудования и ввода вновь устанавливаемого оборудования.

Описание 3-го варианта

Также был рассмотрен вариант с размещением на площадке севернее существующей УПН.

Вариант отклонен от дальнейшей проработки, поскольку при указанном размещении оборудование УПН будет расположено в опасной зоне по направлению вылета поршня в секторе 60° по оси выхода ОУ при очистке полости межпромыслового нефтепровода по проекту «Обустройство X2 НГКМ, X3 НГКМ и X4 НМ», что является нарушением требований РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов», табл. 6.2.

Указанные выше достоинства и недостатки каждого из вариантов не позволяют установить явного и бесспорного преимущества какого-либо из них. Размещение проектируемых зданий и сооружений УПН 2-й очереди представлено на рисунке 5.1.

5.3 Основные технологические решения

Производительность действующей УПН X НГКМ составляет:

- | | |
|---------------------|-------------------------------|
| – по товарной нефти | – xxx тыс.т/год |
| – по жидкости | – xxx тыс.т/год |
| – по газу | – xxx млн.м ³ /год |

Производительность систем ППД:

- максимальная добыча сеноманской воды – xxx тыс.м³/год
- максимальный объем закачки в систему ППД – xxx (xxx) тыс.м³/год (м³/сут.).

Согласно таблице 5.1 к 2022 г. необходимо увеличить максимальный уровень производительности по жидкости УПН X НГКМ до 1223 тыс.т/год.

Расчетная мощность концептуальной технологической линии 2-й очереди УПН предусмотрена из условия обеспечения 0,7 расчетной мощности УПН с учетом резерва мощности для повторной подготовки некондиционной нефти согласно требованиям п.2.132 ВНТПЗ-85 и представлена в таблице 5.2.

Сооружения технологического комплекса УПН X НГКМ предусмотрены из расчета непрерывного круглосуточного режима работы оборудования в течении 350 суток (8400 часов) согласно требования п.2.99 ВНТПЗ-85.

Актуализированные данные по объему жидкости, поступающей для подготовки на УПН X месторождения, представлены в таблице 5.1.

Согласно данным, представленным в таблице 5.1, максимальный объем жидкости, поступающей для подготовки на УПН СОНГКМ, составит xxx тыс.т., из которых нефти xxx тыс.т. и воды xxx тыс.т. (2022 г.).

5.4 Выбор оборудования 2-й очереди УПН

Выбор оборудования УПН X НГКМ осуществлен с учетом:

- физико-химических свойств поступающей нефтяной смеси и требований к продукции на выходе установки;
- максимальных технологических показателей по добыче продукции скважин;
- материального баланса установки.

Сепаратор нефтегазовый

В качестве сепаратора первой ступени С-1/2 принимается сепаратор нефтегазовый горизонтальный объемом 100 м^3 , на условное давление 1,6 МПа, производительностью по жидкости $120\text{-}300 \text{ м}^3/\text{час}$.

Рабочая производительность технологической линии 2-й очереди УПН Х НГКМ по жидкости составляет $77,7 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Объем аппарата выбирается из учета минимального необходимого времени нахождения нефти в сепараторе для проведения сепарации – не менее $5\div 7$ минут (рекомендация разработчика). Рабочее сечение аппарата составляет $1/2$ от общего сечения.

Эффективность работы сепаратора нефтегазового характеризуется временем удерживания жидкости t , определяемым формулой:

$$t = V/Q, \quad (1)$$

где Q – производительность по жидкости, $\text{м}^3/\text{час}$;

V – рабочий объем жидкости в аппарате составляет 50 м^3 .

Время удерживания жидкости аппарате составляет ~ 10 минут.

Выбранный сепаратор обеспечивает существенный запас по производительности с учетом потенциального наращивания добычи по месторождению.

Сепаратор первой ступени принят типа НГС-2-1,6-3000-2-И по ТУ 8351-076-00217298-96, на расчетное давление 1,6 МПа. Производительность аппарата по нефти составляет $130 - 300 \text{ м}^3/\text{час}$, максимальная производительность по газу – $60000 \text{ нм}^3/\text{час}$, массовая концентрация жидкости в газе после аппарата – до $0,1 \text{ г}/\text{м}^3$.

Сепаратор второй ступени

Сепаратор второй ступени со сбросом воды С-2/2 принят разработки ОАО «Курганхиммаш» сепаратор нефтегазовый со сбросом воды НГСВ, на условное давление 1,6 МПа.

Эффективность разделения фаз зависит как от физико-химических свойств нефти, так и от температуры, продолжительности временем удерживания жидкости, использования реагента-деэмульгатора.

Время удерживания жидкости t определяется:

$$t = V/Q, \quad (2)$$

где Q – производительность установки по жидкости $\text{м}^3/\text{час}$;

V – объем жидкости в аппарате, м^3 .

Чем выше время удерживания жидкости в аппарате, тем выше степень обезвоживания нефти.

Время удерживания жидкости является важным показателем как при невысокой обводненности нефти и эмульсии «вода в нефти», так и при высокой обводненности и инверсии фаз (обращение эмульсии в «нефть в воде»). Согласно рекомендациям изготовителя аппаратов время удерживания для получения кондиционной нефти должно быть около 20 минут [13].

Время удерживания рассчитано для аппарата $V=100 \text{ м}^3$. Обеспечиваемое время удерживания жидкости составляет ~24 минут. Указанный объем аппаратов является достаточным для обезвоживания нефти при достижении максимальной производительности установки по жидкости. Глубина обезвоживания в сепараторе второй ступени может достигать от 5 % и до 10 % в зависимости от обводненности нефти на входе в аппарат.

Сепаратор второй ступени принят типа НГСВ-2-1,6-3000-2-И по ТУ 8351-094-00217298-97, на расчетное давление 1,6 МПа. Производительность аппарата по нефти составляет 130 – 300 $\text{м}^3/\text{час}$, максимальная производительность по газу – 60000 $\text{нм}^3/\text{час}$, массовая концентрация жидкости в очищенном газе – до 0,1 $\text{г}/\text{м}^3$; массовая концентрация нефти в воде на выходе – не более 1000 $\text{г}/\text{м}^3$.

Отстойники нефти

В качестве отстойника нефти ОН-1/2 принят сепаратор нефтегазовый со сбросом воды, на условное давление 1,0 МПа.

Эффективность разделения фаз зависит как от физико-химических свойств нефти, так и от температуры, продолжительности отстаивания (временем удерживания жидкости), использования реагента-деэмульгатора.

Время удерживания жидкости t определяется [11]:

$$t = V/Q, \quad (3)$$

где Q – производительность установки по жидкости, м³/час;

V – объем жидкости в аппарате, м³.

Чем выше время удерживания жидкости в аппарате, тем выше степень обезвоживания нефти.

Время удерживания жидкости является важным показателем как при невысокой обводненности нефти и эмульсии «вода в нефти», так и при высокой обводненности и инверсии фаз (обращение эмульсии в «нефть в воде»). Инверсия фаз характерна при повышении обводненности нефти до 30 – 50 %, однако это явление может наступить много раньше, т.к. окклюдированный в нефти газ способствует инверсии при меньшей обводненности. Для интенсификации процесса обессоливания нефти в отстойнике ОН1 предусмотрена подача пресной воды в количестве до 3...4 м³/час.

Согласно рекомендациям изготовителя время удерживания для получения кондиционной нефти должно быть не менее 40 минут.

Время удерживания рассчитано для аппарата $V=100$ м³, объем отстойной зоны аппарата составляет 40 м³. Обеспечиваемое время удерживания жидкости составляет ~48 минут. Время удерживания рассчитано из условий работы одного аппарата [11].

Указанный объем аппаратов является достаточным для глубокого обезвоживания нефти при достижении максимальной производительности установки по жидкости. Глубина обезвоживания в отстойнике нефти может достигать от 1 – 5 % и до 10 % в зависимости от обводненности нефти на входе в аппарат.

В качестве отстойников нефти предлагается отстойник нефти ОН 100-10.1-2-И по ТУ 3617-141-00217298-2001 объемом 100 м³, на условное давление 1,0 МПа, производительностью по жидкости 100-250 м³/час. Производитель - ОАО «Курганхиммаш».

Сепаратор конечной ступени

В качестве сепаратора концевой ступени предлагается нефтегазовый сепаратор типа НГС на условное давление 0,6 МПа. Объем аппарата выбирается из учета минимального необходимого времени нахождения нефти в сепараторе для проведения окончательного разгазирования 5÷7 минут (рекомендация производителя). Рабочее сечение аппарата составляет 1/2 от общего сечения [13].

Таблица 5.3 – Время удержания нефти в аппарате

Производительность по нефти с обв.10%*, м ³ /час	Рекомендуемый аппарат		Обеспечиваемое время удерживания, мин.
	Объем аппарата, м ³	Кол-во, шт.	
135,6	50	1	11
	100	1	22

* для максимальной производительности по нефти.

Сепаратор концевой ступени принят типа НГС-2-0,6-3000-2-И по ТУ 8351-076-00217298-96, на расчетное давление 0,6 МПа. Производительность аппарата по нефти составляет 100-250 м³/час, максимальная производительность по газу – 10000 нм³/час, массовая концентрация жидкости в уходящем газе – до 0,1 г/м³.

Печи огневого подогрева нефти

Для подготовки и обеспечения транспорта нефти УПН Х НГКМ необходимо использовать подогрев. Предусматривается замена существующих двух печей нагрева нефти НПС-0,6 тепловой мощностью 0,63 МВт и одного нагревателя ПНК-1,9 тепловой мощностью 1,9 МВт на печи огневого подогрева ПТБ-5-40Э тепловой мощностью 7,3 МВт (6,29 Гкал/ч) П-1,2/2 в количестве 2 шт.

В печах осуществляется подогрев нефтеводяной эмульсии до температуры ~ 60 °С, что обеспечивает эффективное отделение воды от нефти в сепараторе нефтегазовом со сбросом воды и необходимый тепловой режим в нефтепроводе.

Печь ПТБ-5-40Э имеет производительность по эмульсии 125-250 т/час и тепловую мощность 7,3 МВт (6,29 Гкал/ч).

Температура нагрева продукции УПН Х НГКМ принята на основании предварительных данных о свойствах нефти: уже при 20 – 25 °С в нефти появляются кристаллы парафинов и имеет место трехфазная система: нефть – вода – кристаллы парафинов. После уточнения свойств нефти месторождения температура нагрева жидкости в печах ПТБ может быть скорректирована в меньшую сторону.

На нагрев направляется нефтеводяной поток от С-1/2. Схемой предусмотрена возможность направлять на печи дополнительно нефть из резервуаров насосами внутренней перекачки.

Согласно расчетам к установке рекомендуются две печи ПТБ-5-40Э. В работе может находиться как одна, так и обе печи.

Предусмотренные печи поставляются в комплекте:

- камера теплообменная;
- блок основания печи;
- блок вентиляторного агрегата;
- свечи продувочные (2шт.);
- встроенный газорегуляторный пункт;
- блок аппаратурный.

Резервуарное оборудование

На существующей площадке УПН Х НГКМ в эксплуатации находятся четыре резервуара полезным объемом 2045 м³ каждый. Согласно п.2.133 НТП 3-85 для установки подготовки нефти следует предусматривать запасы сырья и товарной нефти:

- для сырья – суточный объем, поступающий на УПН – 4033,6 м³/сут;
- для товарной нефти, объем суточной производительности УПН по товарной нефти – 3562,5 м³/сут.

Существующий объем резервуарного парка на площадке УПН Х НГКМ обеспечит прием сырой и товарной нефти.

Факельная система

На территории площадки УПН и ГКС Х НГКМ действует отдельная факельная система согласно «Руководству по безопасности факельных систем» приказ Ростехнадзора №779 от 26.12.2012г. УПН и ГКС Х НГКМ связаны технологически и останавливаются одновременно.

Максимальная производительность отдельной факельной системы принимается с учетом аварийного сброса от одного блока с наибольшей величиной этого сброса.

Постоянные сбросы от блоков УПН и ГКС Х НГКМ на факел высокого давления отсутствуют.

Полная производительность УПН Х НГКМ по газу 250 млн.ст.м³/год или 0,714 млн.ст.м³/сут. Максимальная производительность одного блока ГКС – это производительность одной компрессорной установки 31000 ст.м³/ч (0,744 млн.ст.м³/сут).

Таким образом пропускная способность факельной системы, согласно требованиям «Руководства по безопасности факельных систем», п. 51, должна быть не менее 0,744 млн.ст.м³/сут.

Производительность существующей факельной установки высокого давления Ф1 (факел высокого давления - ФВД) составляет 1,5 млн.ст.м³/сут., высота факельного ствола составляет 45 м, что обеспечивает максимальный аварийный сброс 0,744 млн.ст.м³/сут.

Производительность существующей факельной установки низкого давления Ф2 (факел низкого давления – ФНД) составляет 0,055 млн.ст.м³/сут. высота факельного ствола 20,5 м, диаметр факельного ствола 159х6,0 мм. Существующий ФНД обеспечит сжигание максимального аварийного сброса с концевой ступени в объеме 0,050 млн.ст.м³/сут.

Насосное оборудование

Существующая насосная внешней перекачки с насосными агрегатами Н1/1...4 типа ГДМ8-03-Е-100/750 (3 раб.+1 рез.), номинальной производительностью 100 м³/ч и напором 750 м производства ЗАО

«Гидродинамика» г.Минск, Беларусь при производительности УПН X НГКМ до 1000 тыс.т/год (148 м³/час) обеспечит откачку нефти из резервуаров в нефтепровод «X5 НГКМ – X – X7 НГКМ».

Насосная внутренней перекачки с герметичными насосными агрегатами типа ГДМ14-08-Е-60/125 (1 раб. + 1 рез.), номинальной производительностью 60 м³/ч и напором 125 м производства ЗАО «Гидродинамика» г.Минск, Беларусь обеспечит внутреннюю перекачку.

5.5 Описание технологической схемы 2 очереди УПН X НГКМ

Нефтяная смесь с месторождений X2 группы: X1 НГКМ, X2 НМ, X3 НГКМ и X4 НМ поступает на узел подключения.

Узел подключения представляет собой коллектор с подводщими трубопроводами.

Предусмотрены узлы для подключения нефтесборных коллекторов в перспективе.

В коллектор от узла подключения организована подача деэмульгатора и ингибитора парафиноотложений плунжерными насосами из блоков автоматической подачи реагентов (БАПР).

Ингибиторная защита промысловых трубопроводов осуществляется в связи с агрессивностью компонентов, входящих в состав пластовой воды.

Усредненная нефтегазоводяная смесь от узла подключения поступает на площадку УПН 2 очередь на первую ступень сепарации в сепаратор С-1/2. Необходимый уровень жидкости в сепараторе поддерживается регулирующим клапаном 2КлР-1. Давление в системе С-1/2 поддерживается ~ 0,68...0,7 МПа (абс.) клапаном 2КлР-2, установленным на трубопроводе отвода газа из аппарата. Выделившийся газ поступает на существующую площадку сепараторов ГС1,2 и затем в трубопровод газа ГС1 DN 500 на ГКС (рисунок 5.2).

Частично отсепарированная нефтеводная смесь после С-1/2 направляется в подогреватель нефти печи огневого подогрева П-1,2/2, где нагревается до температуры 50 – 55 °С.

Газ для питания горелок отбирается после узла учета газа и подается в блок подготовки топлива подогревателя. После доочистки и редуцирования газ подается на запальную и основную горелки, сжигается в топке подогревателя, отдавая тепло промежуточному теплоносителю. Охлажденные продукты сгорания через дымовую трубу выводятся из топки в атмосферу.

Нагретая жидкость выводится из подогревателя на вход в сепаратора нефтегазового второй ступени со сбросом воды С-2/2, где происходит отделение пластовой воды до остаточного её содержания ~10-30 % масс. (в зависимости от содержания воды в исходной смеси). Уровень нефти в нефтяном отсеке поддерживается клапанами 2КлР-3, межфазный уровень в зоне отстоя «вода - нефть» поддерживается клапанами 2КлР-5. Давление в аппарате ~ 0,44...0,5 МПа (абс.) поддерживается клапанами 2КлР-4.

Выделившийся газ поступает на существующую площадку сепараторов ГС1,2 и затем в трубопровод газа ГС1 DN 500 на ГКС.

Из сепараторов С-2/2 нефтеводная смесь направляется в отстойник нефти ОН-1/2, где происходит сброс воды до остаточной обводненности 0,5 - 5 %. В отстойнике нефти, работающем в режиме полного заполнения, за счет большого времени пребывания (до 48 минут) и создания условий промывки нефти в слое пластовой воды без турбулизации и перемешивания фаз обеспечивается достаточно полное отделение воды от нефти.

Межфазный уровень в отстойном отсеке (1600, 1900 мм) контролируется клапанами 2КлР-6.

Отделившаяся свободная пластовая вода из С-2/2, ОН-1/2 подается после замера расхода в систему подготовки воды для ППД для доочистки от нефти и мехпримесей.

Далее нефть поступает в сепаратор концевой ступени КС-1/2, где осуществляется окончательное разгазирование при температуре ~ 30-35 оС. Уровень жидкости в аппарате поддерживается клапаном 2КлР-7. Давление в сепараторе КС-1/2 поддерживается минимально-достаточным для транспортирования выделившегося газа низкого давления на вход компрессорной установки газа КСУ, но не более 0,105 МПа. Нефтяной газ с от СППК сепаратора КС направляется в коллектор факела низкого давления.

Нефть с КС-1/2 поступает в технологический резервуар. Водяная подушка в резервуаре поддерживается на уровне 2 - 6 м. Нефть с уровня 7 м перетекает в резервуары товарной нефти. Подтоварная вода из резервуаров периодически подается в систему подготовки воды для ППД.

Схема расчетная УПН 2 очередь Северо-Останинского НГКМ

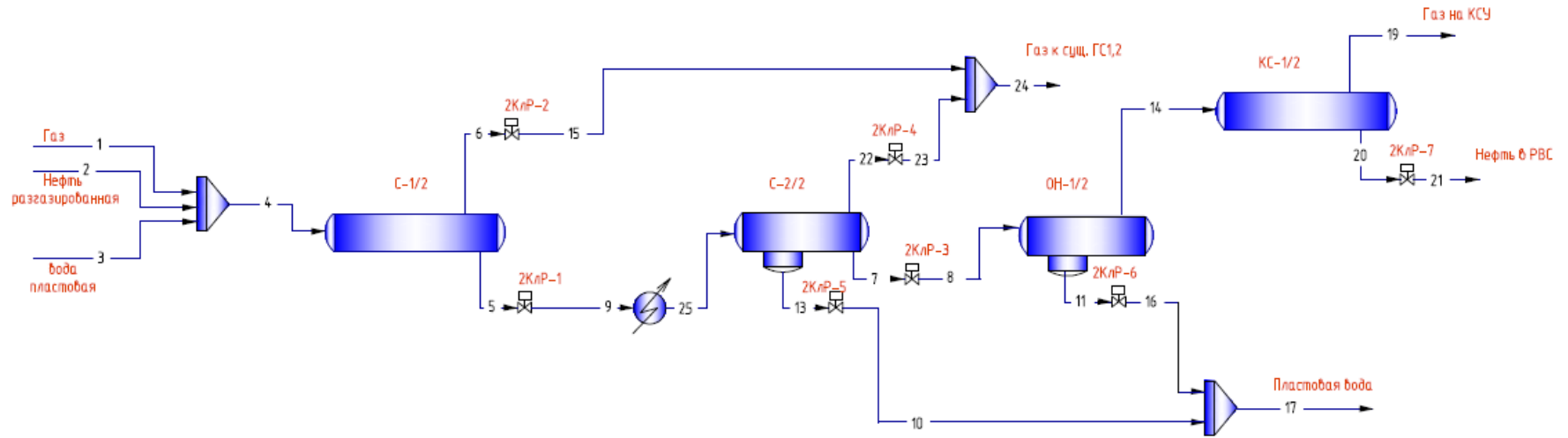


Рисунок 5.2 – Схема расчетная УПН 2 очередь X НГКМ

Для резервуаров нефти предусмотрены следующие схемы работы:

1. Нефть остаточной обводненностью не более 1 % масс с уровня 2 м, 7 м поступает из резервуаров товарной нефти в существующую насосную на насосы внешней перекачки для откачки через оперативный узел учета нефти в нефтепровод на сдачу в систему «АК Транснефть».

2. Некондиционная нефть с уровня 2 м поступает в насосную на насосы Н-2/1,2 для подачи нефти в печи П-1,2 /2 и возврата в резервуары.

Обязка резервуаров существующих выполнена с учетом обеспечения взаимозаменяемости и возможности осуществления параллельной и последовательной работы по нефти.

Учет и контроль качества нефти осуществляется на существующем оперативном узле учета нефти.

Для более гибкой работы 2 очереди УПН предусмотрены необходимые узлы переключения, состоящие из задвижек типа ЗКЛ2-16, что дает возможность последовательно включать в работу сначала С-1/2-КС-1/2 (с учетом газосодержания нефти), а затем, при увеличении обводненности нефти С-2/2 и потом ОН-1/2.

Для безопасной эксплуатации 1-ой ступени сепарации, 2-ой ступени сепарации, концевой ступени сепарации, отстойника нефти согласно требованиям ТР ТС 032/2013, сепараторы снабжены предохранительными клапанами. Аварийные сбросы газов от предохранительных клапанов 1-ой ступени сепарации, 2-ой ступени сепарации, отстойника нефти, газового сепаратора осуществляются в факельный коллектор высокого давления.

Сбросы газа с предохранительного клапана концевой ступени сепарации осуществляются в коллектор факела низкого давления. Предусмотрен замер и регистрация потоков газа, сбрасываемого на факела. Сбросы газа с предохранительных клапанов существующего УПТГ предусмотрен на факел высокого давления.

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Технико-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта разработки X НГКМ

6.1 Обоснование коэффициентов извлечения углеводородов

Расчет технико-экономических показателей проводился для двух вариантов разработки X нефтегазоконденсатного месторождения в целом, а также отдельно по эксплуатационным объектам – Северному и Южному блокам [8].

Для технологических расчетов были приняты следующие варианты:

Объект Северный блок

Вариант 0 (базовый) – предусматривает разработку месторождения существующим фондом скважин.

Накопленная добыча нефти – 429.5 тыс. т.

Достижение КИН – 0.230 при Кохв. – 0.339, Квыт. – 0.679.

Плотность сетки скважин – 82.4 га.

Вариант 1 (рекомендуемый ТС ОПР № 5544, рекомендуемый для данного проектного документа) – площадная пятиточечная система разработки с расстоянием между скважинами 500 м.

Общий фонд скважин – 22, в т.ч. 13 добывающих (в т.ч. 11 горизонтальных) и 9 нагнетательных.

Фонд скважин для бурения – 17, в т.ч. 9 добывающих (в т.ч. 9 горизонтальных) и 8 нагнетательных.

Накопленная добыча нефти – 1075 тыс. т.

Достижение КИН – 0.576 при Кохв. – 0.848, Квыт. – 0.679.

Плотность сетки скважин – 19.4 га.

Вариант 2 – площадная пятиточечная система разработки с расстоянием между скважинами 400 м.

Общий фонд скважин – 29, в т.ч. 15 добывающих (в т.ч. 13 горизонтальных) и 14 нагнетательных.

Фонд скважин для бурения – 24, в т.ч. 12 добывающих (в т.ч. 12 горизонтальных) и 12 нагнетательных.

Накопленная добыча нефти – 1089.7 тыс. т.

Достижение КИН – 0.584 при Кохв. – 0.860, Квыт. – 0.679.

Плотность сетки скважин – 15.0 га.

Вариант 3 – площадная пятиточечная система разработки с расстоянием между скважинами 600 м.

Общий фонд скважин – 17, в т.ч. 11 добывающих (в т.ч. 9 горизонтальных) и 6 нагнетательных.

Фонд скважин для бурения – 12, в т.ч. 7 добывающих (в т.ч. 7 горизонтальных) и 5 нагнетательных.

Накопленная добыча нефти – 917.3 тыс. т.

Достижение КИН – 0.491 при Кохв. – 0.723, Квыт. – 0.679.

Плотность сетки скважин – 24.4 га.

Во всех вариантах добывающие скважины – горизонтальные, с углом входа в пласт 70 градусов. Длина субгоризонтальной секции определяется расстоянием от кровли пласта до водонефтяного контакта, минимальное расстояние от ВНК до ствола скважины – 10 метров. Нагнетательные скважины – вертикальные.

Объект Южный блок

Вариант 0 (базовый) – предусматривает разработку месторождения существующим фондом скважин.

Накопленная добыча нефти – 30.2 тыс. т.

Достижение КИН – 0.033 при Кохв. – 0.055, Квыт. – 0.595.

Плотность сетки скважин – 117.5 га.

Накопленная добыча газа газовой шапки составит 384.9 млн. м³, конденсата – 75.3 тыс. т. Достижение КИГ – 0.453 д. ед., КИК – 0.282 д. ед.

Вариант 1 (рекомендуемый ТС ОПР № 5544) – площадная пятиточечная система разработки с расстоянием между скважинами 500 м.

Общий фонд скважин – 29, в т.ч. 16 добывающих (в т.ч. 14 горизонтальных) и 13 нагнетательных.

Фонд скважин для бурения – 23, в т.ч. 12 добывающих (в т.ч. 12 горизонтальных) и 11 нагнетательных.

Накопленная добыча нефти – 404 тыс. т.

Достижение КИН – 0.445 при Кохв. – 0.748, Квыт. – 0.595.

Плотность сетки скважин – 21.9 га.

Накопленная добыча газа газовой шапки составит 849 млн. м³, конденсата – 198 тыс. т. Достижение КИГ – 1.000 д. ед., КИК – 0.740 д. ед.

Вариант 2 (рекомендуемый для данного проектного документа) – площадная пятиточечная система разработки с расстоянием между скважинами 600 м.

Общий фонд скважин – 23, в т.ч. 11 добывающих (в т.ч. 10 горизонтальных) и 12 нагнетательных.

Фонд скважин для бурения – 17, в т.ч. 8 добывающих (в т.ч. 8 горизонтальных) и 9 нагнетательных.

Накопленная добыча нефти – 397 тыс. т.

Достижение КИН – 0.438 при Кохв. – 0.736, Квыт. – 0.595.

Плотность сетки скважин – 28.5 га.

Накопленная добыча газа газовой шапки составит 849 млн. м³, конденсата – 198 тыс. т. Достижение КИГ – 1.000 д. ед., КИК – 0.740 д. ед.

Вариант 3 – площадная пятиточечная система разработки с расстоянием между скважинами 700 м.

Общий фонд скважин – 17, в т.ч. 8 добывающих (в т.ч. 6 горизонтальных) и 9 нагнетательных.

Фонд скважин для бурения – 11, в т.ч. 5 добывающих (в т.ч. 5 горизонтальных) и 6 нагнетательных.

Накопленная добыча нефти – 318.8 тыс. т.

Достижение КИН – 0.352 при Кохв. – 0.590, Квыт. – 0.595.

Плотность сетки скважин – 39.2 га.

Накопленная добыча газа газовой шапки составит 849 млн. м³, конденсата – 198 тыс. т. Достижение КИГ – 1.000 д. ед., КИК – 0.740 д. ед.

В соответствии с Распоряжением Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации «Об утверждении Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» от 18.05.2016 г. № 12-р рекомендуется использовать среднеотраслевые цены нефти на внутреннем и внешнем рынках на основе прогнозов, тарифов и цен, представляемых Министерством экономического развития и торговли (МЭРТ) РФ в «Основных параметрах прогноза социально-экономического развития Российской Федерации» на соответствующий период. В расчетах принята цена нефти на внешнем рынке 50 \$/bbl и курс доллара 63.3 руб.

В расчетах принято, что весь добываемый природный и попутный газ реализуется на внутреннем рынке, кроме того, предусматривается продажа 70 % конденсата и нефти на внутреннем и 30 % на внешнем рынках [15].

При расчете прибыли от реализации принята цена нефти и конденсата на внешнем рынке – 14 677.97 руб. за тонну (50 долларов США за баррель по курсу 63.3 руб.). Чистая цена нефти при ее реализации на внутреннем рынке РФ формируется по экспортному паритету и равняется – 14 677.97 руб. за тонну без учета НДС, цена на газ – 4 012 руб./1000 м³.

Расчеты выполнены в базисных ценах 2016 г.

Финансирование проекта предполагается за счет собственных средств недропользователя.

6.2 Технико-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта

Выбор варианта, рекомендуемого для практической реализации, основан на сопоставлении технико-экономических показателей вариантов

разработки по Ху месторождению, приведенных на рисунке 6.1 и в таблице 6.2.

Общим принципом определения рекомендуемого варианта разработки является расчет интегрального показателя $Топт(i)$ для каждого варианта разработки согласно ПТД:

$$Топт(i) = Н_{КИН}(i) + Н_{КИГ}(i) + Н_{КИК}(i) + Н_{NPV}(i) + Н_{ДДГ}(i);$$

$$Н_{КИН}(i) = К_{КИН}(i) / \max (К_{КИН}(1) \dots К_{КИН}(n));$$

$$Н_{КИГ}(i) = К_{КИГ}(i) / \max (К_{КИГ}(1) \dots К_{КИГ}(n));$$

$$Н_{КИК}(i) = К_{КИК}(i) / \max (К_{КИК}(1) \dots К_{КИК}(n));$$

$$Н_{NPV}(i) = NPV(i) / \max (NPV1 \dots NPVn);$$

$$Н_{ДДГ}(i) = ДДГ(i) / \max (ДДГ1 \dots ДДГn); \text{ где:}$$

$Топт(i)$ – интегральный показатель оптимальности i -го варианта разработки;

$Н_{КИН}(i)$ – нормированный коэффициент извлечения нефти i -го варианта разработки;

$Н_{КИГ}(i)$ – нормированный коэффициент извлечения газа i -го варианта разработки;

$Н_{КИК}(i)$ – нормированный коэффициент извлечения конденсата i -го варианта разработки;

$Н_{NPV}(i)$ – нормированный чистый дисконтированный доход пользователя недр i -го варианта разработки;

$Н_{ДДГ}(i)$ – нормированный накопленный дисконтированный доход государства для i -го варианта разработки;

$К_{КИН}(i)$ – коэффициент извлечения нефти за рентабельный срок разработки для i -го варианта разработки;

$К_{КИГ}(i)$ – коэффициент извлечения газа за рентабельный срок разработки для i -го варианта разработки;

$К_{КИК}(i)$ – коэффициент извлечения конденсата за рентабельный срок разработки для i -го варианта разработки;

$K_{кин}(1) \dots K_{кин}(n)$ – коэффициенты извлечения нефти за рентабельный срок для вариантов разработки;

$K_{киг}(1) \dots K_{киг}(n)$ – коэффициенты извлечения газа за рентабельный срок для вариантов разработки;

$K_{кик}(1) \dots K_{кик}(n)$ – коэффициенты извлечения конденсата за рентабельный срок для вариантов разработки;

$NPV(i)$ – чистый дисконтированный доход пользователя недр для i -го варианта разработки;

$NPV1 \dots NPVn$ – чистый дисконтированный доход пользователя недр для вариантов разработки;

$ДДГ(i)$ – накопленный дисконтированный доход государства для i -го варианта разработки;

$ДДГ1 \dots ДДГn$ – накопленные дисконтированные доходы государства для вариантов разработки;

i – номер варианта разработки; n – количество вариантов разработки.

Сравнительный анализ эффективности вариантов разработки X месторождения показал, что наилучшими вариантами, согласно интегральным показателям $T_{онт}$ (таблица 6.1) являются: вариант 1 для Северного блока и вариант 2 для Южного блока.

Таблица 6.1 – Интегральные показатели вариантов разработки по блокам X месторождения

	Северный блок	Южный блок
вариант 0	2.922	1.699
вариант 1	4.967	4.463
вариант 2	4.709	4.981
вариант 3	4.346	4.295

На основе этих вариантов был составлен рекомендуемый суммарный вариант (Северный блок – вариант 1 + Южный блок – вариант 2), т.к. он обеспечивает достижение утвержденных коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата, а также приносит недропользователю и государству максимальный доход (таблица 6.3, рисунок 6.2).

При реализации рекомендуемого варианта капитальные вложения в разработку за расчетный период составят 4 142.1 млн. руб. Добыча нефти за расчетный период составит 1198.0 тыс. т., КИН – 0.532 д. ед., добыча газа составит 626 млн. м³, КИГ – 1 д. ед., добыча конденсата составит 148.0 тыс. т., КИК – 0.740 д. ед. Дисконтированный (с дисконтом 15 %) доход недропользователя составит 1 928.5 млн. руб. Дисконтированный доход государства составит 4 836.3 млн. руб.

Таблица 6.2 – Сопоставление основных технико-экономических показателей разработки по вариантам X месторождения

Показатели экономической эффективности вариантов разработки		Вариант суммарный (рек.)
Внутренняя норма рентабельности (ВНР)	%	-
Срок окупаемости	лет	-
Индекс доходности капитальных затрат	доли ед.	1.804
в т.ч. за рентабельный период	доли ед.	1.804
Индекс доходности затрат	доли ед.	1.229
в т.ч. за рентабельный период	доли ед.	1.229
Проектный срок разработки	год	35
Рентабельный срок разработки	год	35
Рентабельно извлекаемые запасы	тыс. тонн/ млн. м ³	1198/626
Чистый дисконтированный доход (ЧДД 15 %)	млн. руб.	1928.46
в т.ч. за рентабельный период	млн. руб.	1928.46
Расчетные показатели		
Выручка	млн. руб.	24945.32
Капитальные затраты на освоение месторождения	млн. руб.	4142.12
в т.ч. на бурение скважин	млн. руб.	2926.38
Эксплуатационные затраты	млн. руб.	17457.81
в т.ч. текущие затраты	млн. руб.	5461.57
Чистый доход недропользователя	млн. руб.	5658.09
Доход государства	млн. руб.	11420.25
Дисконтированный доход государства (ДДГ 15 %)	млн. руб.	4836.30
в т.ч. за рентабельный период	млн. руб.	4836.30

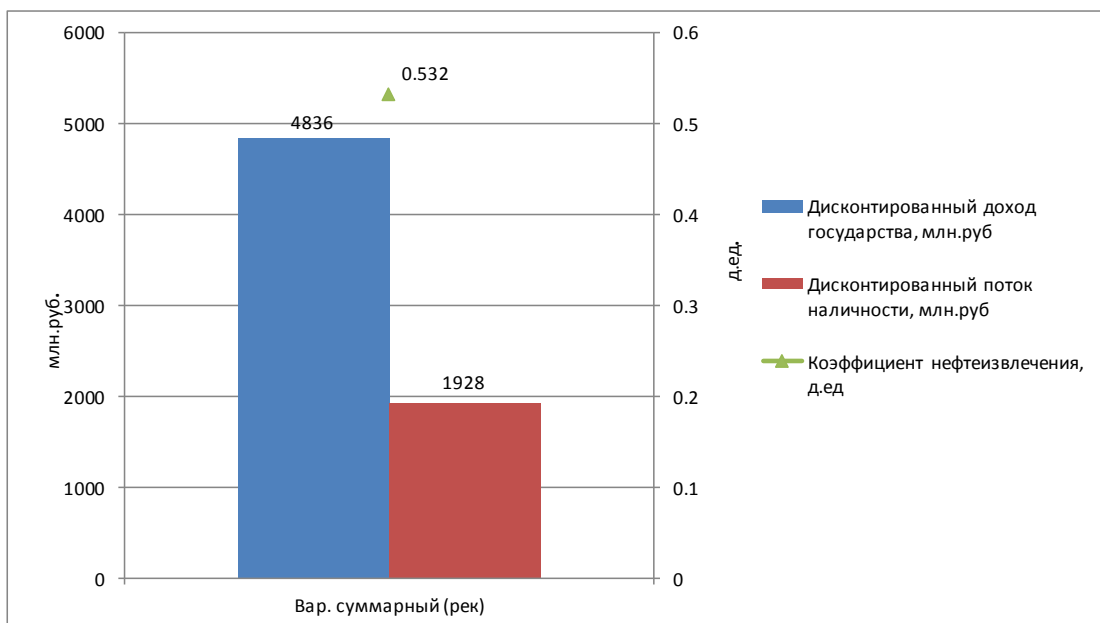


Рис. 6.1 Сопоставление основных технико-экономических показателей разработки по вариантам X месторождения

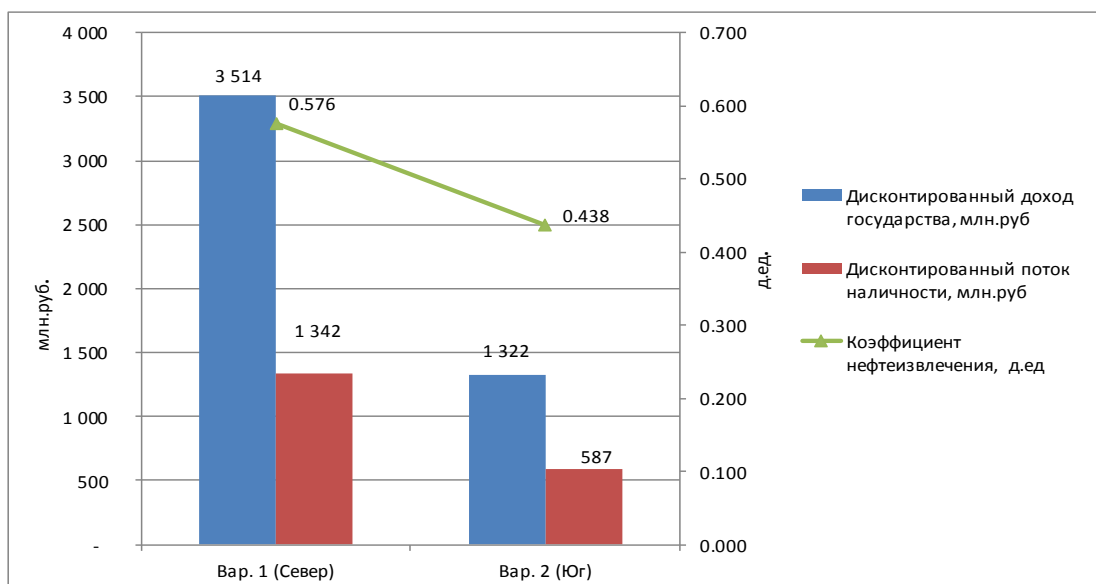


Рис. 6.2. Сопоставление основных технико-экономических показателей рекомендуемого варианта разработки X месторождения

Расчеты капитальных вложений, операционных затрат, прибыли от реализации, потоков наличности и отчислений государству по рекомендуемому варианту разработки в целом по Xу месторождению представлены на рис.6.3...6.6 [16].

По рассчитанным технико-экономическим показателям минимальный рентабельный дебит нефти достигается к концу разработки и составляет 0.5 т/с при обводненности 98%.

Таблица 6.3 – Сопоставление основных технико-экономических показателей рекомендуемого варианта разработки X месторождения

Показатели экономической эффективности вариантов разработки		Вар 1 Север	Вар 2 Юг
Внутренняя норма рентабельности (ВНР)	%	-	-
Срок окупаемости	лет	0	0
Индекс доходности капитальных затрат	доли ед.	1.857	1.699
в т.ч. за рентабельный период	доли ед.	1.899	1.699
Индекс доходности затрат	доли ед.	1.224	1.240
в т.ч. за рентабельный период	доли ед.	1.241	1.240
Проектный срок разработки	год	19	35
Рентабельный срок разработки	год	12	35
Рентабельно извлекаемые запасы	тыс. тонн/ млн. м ³	785.7/0	382/626
Чистый дисконтированный доход (ЧДД 15 %)	млн. руб.	1341.95	586.51
в т.ч. за рентабельный период	млн. руб.	1407.64	586.51
Расчетные показатели			
Выручка	млн. руб.	13381.46	11563.87
Капитальные затраты на освоение месторождения	млн. руб.	2241.86	1900.26
в т.ч. на бурение скважин	млн. руб.	1496.27	1430.11
Эксплуатационные затраты	млн. руб.	10215.81	7242.00
в т.ч. текущие затраты	млн. руб.	3678.21	1783.36
Чистый доход недропользователя	млн. руб.	2352.60	3305.49
Доход государства	млн. руб.	6195.66	5224.58
Дисконтированный доход государства (ДДГ 15 %)	млн. руб.	3514.35	1321.95
в т.ч. за рентабельный период	млн. руб.	3501.33	1321.95

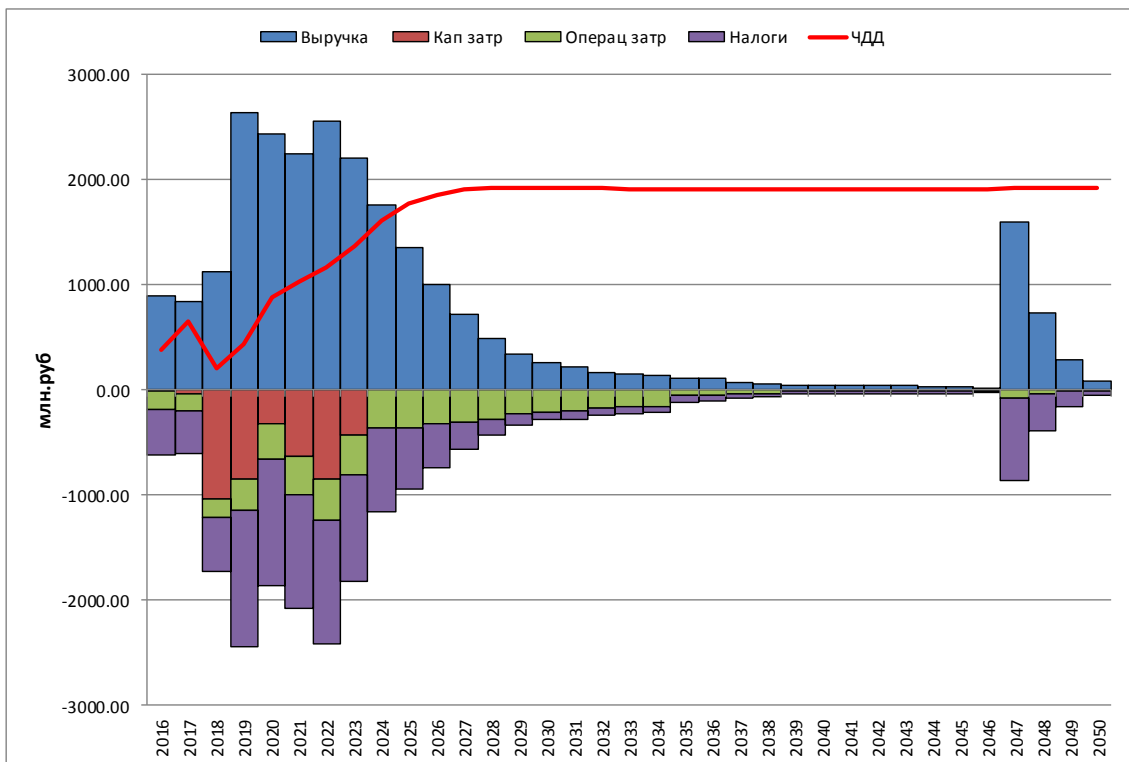


Рис. 6.3. Экономическая оценка разработки X месторождения по рекомендуемому суммарному варианту



Рис. 6.4. Структура выручки при разработке X месторождения

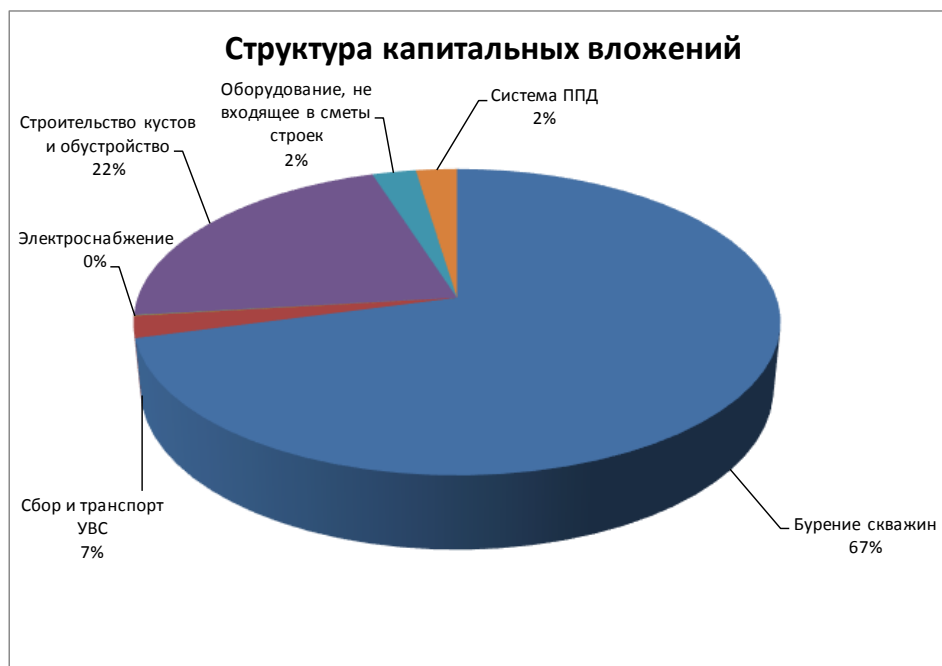


Рис. 6.5. Структура капитальных вложений при разработке X месторождения

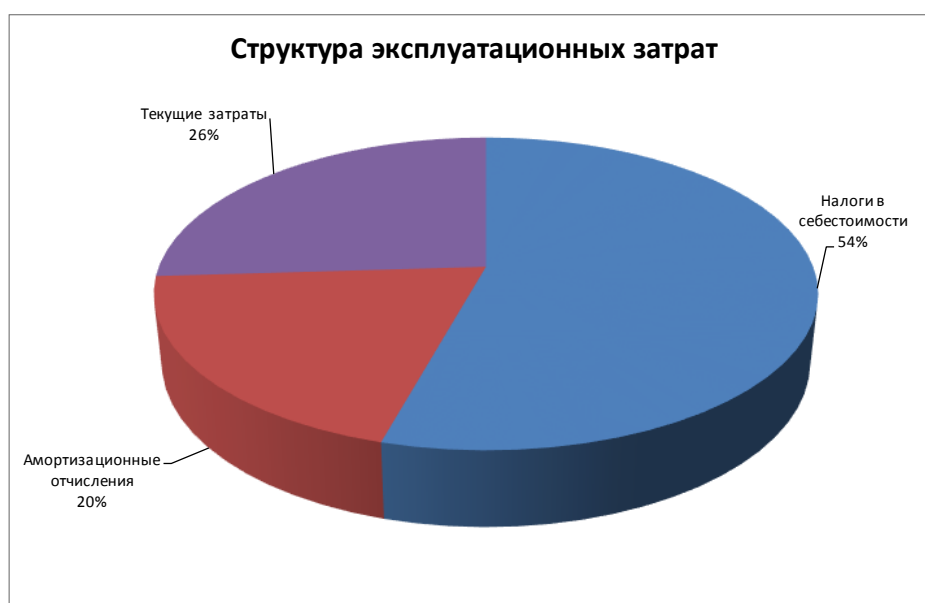


Рис. 6.6. Структура эксплуатационных затрат при разработке X месторождения

6.3 Анализ чувствительности проекта

Для оценки влияния неточности прогнозирования основных параметров проекта на показатели эффективности была рассчитана чувствительность проекта к изменению таких факторов как: цена реализации нефти и газа, капитальные и текущие затраты на добычу углеводородов [17].

Исследование степени устойчивости проекта к изменению возмущающих факторов проведено на базе рекомендуемого варианта 2 в целом по Xу месторождению, сводные результаты которого представлены в таблице 6.4 и на рисунке 6.7.

Расчеты показали, что основные показатели экономической эффективности наиболее чувствительны к изменению цены нефти и капитальным затратам.

Оценка риска падения цены на нефть, добычи нефти или увеличения капитальных и операционных затрат проводилась для возможных колебаний значений в диапазоне $\pm 20\%$ [18].

Разработка X месторождения обладает высокой устойчивостью к изменениям внешних факторов, проект характеризуется экономической эффективностью разработки.

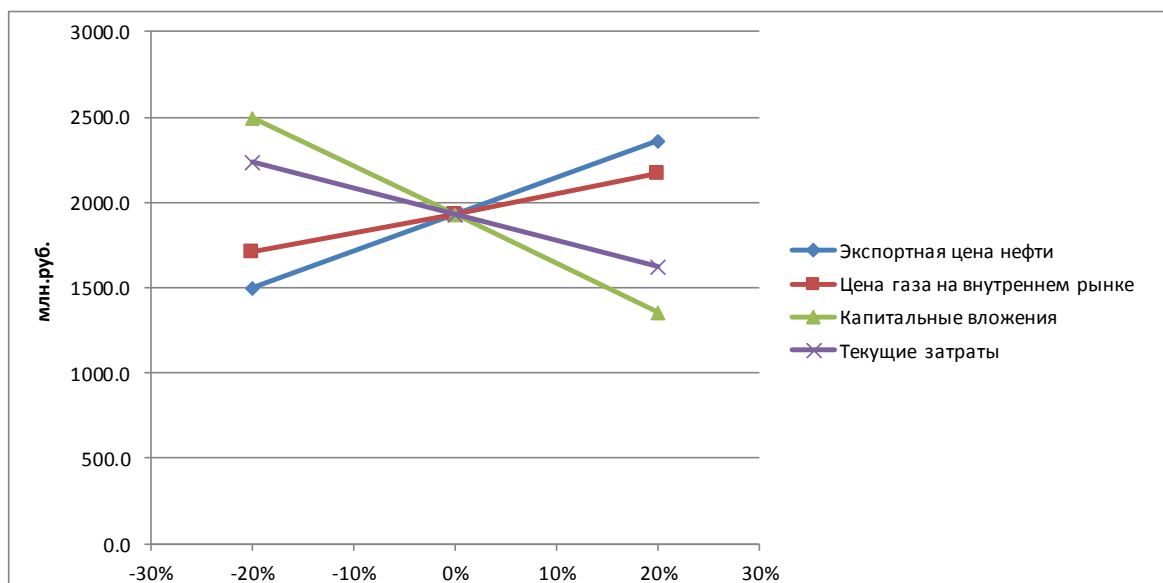


Рис. 6.7. Анализ чувствительности по рекомендуемому варианту разработки X месторождения

Таблица 6.4 – Анализ чувствительности по рекомендуемому варианту разработки

Чистый дисконтированный доход
пользователя недр

млн.руб.

Показатели	Отклонение показателей (+/-)		
	-20%	0%	20%
Экспортная цена нефти	1497.8	1928.5	2359.2
Цена газа на внутреннем рынке	1706.6	1928.5	2170.3
Капитальные вложения	2498.4	1928.5	1358.6
Текущие затраты	2233.0	1928.5	1623.9
Экспортная цена нефти	4728.6	4975.1	3017.5
Цена газа на внутреннем рынке	4780.5	4975.1	4891.8
Капитальные вложения	4795.6	4975.1	4877.0
Текущие затраты	4912.4	4975.1	4760.2

Рентабельно извлекаемые запасы
категорий

тыс.т.

Показатели	Отклонение показателей (+/-)		
	-20%	0%	20%
Экспортная цена нефти	1198.0	1198.0	1198.0
Цена газа на внутреннем рынке	1198.0	1198.0	1198.0
Капитальные вложения	1198.0	1198.0	1198.0
Текущие затраты	1198.0	1198.0	1198.0

6.4 Характеристика извлекаемых запасов и коэффициентов

извлечения УВС

6.4.1 Анализ расчетных величин коэффициентов извлечения УВС

По каждому из блоков было рассмотрено 4 варианта разработки. Ввиду незначительного фонда скважин и низкого коэффициента охвата разработка месторождения существующим фондом скважин не позволяет достичь оптимального значения интегрального показателя $T_{\text{опт}}$, поскольку, несмотря на максимальный индекс доходности затрат, коэффициенты извлечения УВ существенно ниже утвержденных. Варианты 1 и 2, предполагающие полное разбуривание залежей, позволяют достичь утвержденных значений КИН, КИК и КИГ, однако вариант 2 по Северному

блоку и вариант 1 по Южному блоку характеризуются худшими показателями экономической эффективности. Сопоставление коэффициентов извлечения по вариантам разработки отдельно по блокам и по месторождению в целом представлено в таблицах 6.5 и 6.6.

Таблица 6.5 – Сопоставление коэффициентов извлечения нефти по вариантам разработки

ЭО	Вариант разработки	Расчетные величины, д. ед.		
		$K_{\text{выт}}$	$K_{\text{охв}}$	КИН
Южный блок	0	0.595	0.055	0.033
	1	0.595	0.748	0.445
	2	0.595	0.736	0.438
	3	0.595	0.59	0.352
Северный блок	0	0.679	0.339	0.23
	1	0.679	0.848	0.576
	2	0.679	0.86	0.584
	3	0.679	0.723	0.491
Месторождение	1	0.652	0.818	0.533
	2	0.652	0.816	0.532

Таблица 6.6 – Сопоставление коэффициентов извлечения газа газовой шапки и конденсата по вариантам разработки

ЭО	Вариант разработки	Давление забрасывания, МПа	КИГ, д. ед.	КИК, д. ед.	
				По бомбе ПВТ	По модели
Южный блок	0	20.3	0.433	0.740	0.379
	1	8.6	1.000		0.740
	2	10.1	1.000		0.740
	3	9.6	1.000		0.740

6.4.2 Обоснование рекомендуемых извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения

Сравнивая технико-экономические показатели разработки блоков по вариантам, можно сделать вывод, что разработка месторождения существующим фондом, либо разбуривание по редкой сетке (вариант 3 для Северного и Южного блоков), не позволяют достичь не только значений коэффициентов извлечения, числящихся на государственном балансе, но и оптимального дохода государства и недропользователя. По сумме данных критериев к утверждению рекомендуется суммарный по месторождению

вариант 2, включающий в себя вариант 1 по Северному блоку и вариант 2 по Южному блоку. Сопоставление коэффициентов извлечения по вариантам приведено в таблице 6.7 и таблице 6.8.

Таблица 6.7 – Сопоставление по вариантам разработки извлекаемых запасов нефти и растворенного газа, КИН

ЭО	Вариант разработки	Геологические запасы		КИН, д. ед.	Извлекаемые запасы	
		Нефти, тыс. т.	Раств. газа, млн. м ³		Нефти, тыс. т.	Раств. газа, млн. м ³
Южный блок	0	907	358	0.033	30.2	12.0
	1			0.445	404.0	158.7
	2			0.438	397.0	156.0
	3			0.352	318.8	125.3
Северный блок	0	1867	459	0.230	429.5	124.9
	1			0.576	1075.0	283.7
	2			0.584	1089.7	287.4
	3			0.491	917.3	283.7
Месторождение	1	2774	817	0.533	1479.0	469.2
	2			0.532	1472.0	466.5

Таблица 6.8 – Сопоставление по вариантам разработки извлекаемых запасов газа газовой шапки и конденсата, КИГ и КИК

ЭО	Вариант разработки	Геологические запасы		КИГ, д. ед.	КИК, д. ед.	Извлекаемые запасы	
		Газа, млн. м ³	Конденсата, тыс. т.			Газа, млн. м ³	Конденсата, тыс. т.
Южный блок	0	849	267	0.412	0.282	384.9	75.3
	1			1	0.740	849	198
	2			1	0.740	849	198
	3			1	0.740	849	198

Выводы:

1. Экономическая оценка выбора наиболее эффективной системы разработки X месторождения проводилась отдельно по двум объектам разработки. По совокупности технико-экономических показателей в качестве рекомендуемых были выбраны: вариант 2 для Южного блока и вариант 1 для Северного блока. На основе этих вариантов был составлен суммарный рекомендуемый вариант 2.

2. Рекомендуемый вариант разработки X месторождения экономически эффективен. Реализация проекта разработки месторождения позволит:

– добыть за проектный период в целом по месторождению – 1 198 тыс. т. нефти, 626 млн. м³ газа и 148 тыс. т. конденсата;

– достигнуть КИН в целом по месторождению – 0,532 д. ед.;

– достигнуть КИГ в целом по месторождению – 1 д. ед.;

– достигнуть КИК в целом по месторождению – 0,740 д. ед.;

– обеспечить недропользователю дисконтированные доходы в размере 1 928,5 млн. руб.;

– пополнить бюджет государства за проектный период дисконтированными налоговыми платежами и отчислениями в размере 4 836.3 млн. руб.

3. Анализ чувствительности показал, что разработка X месторождения обладает высокой устойчивостью к изменениям внешних факторов. Проект характеризуется положительной экономической эффективностью разработки.

7 Социальная ответственность

В данном разделе рассматриваются факторы возможного влияния сырья, продукции, энергии, потребляемой на установке, технологического оборудования и условий работы на рабочий персонал и окружающую среду, а также описываются возможные чрезвычайные ситуации с указанием мер по их ликвидации, приводятся правовые и организационные аспекты обеспечения безопасности.

Абсолютно безопасных и безвредных условий труда не существует, задачи охраны труда состоят в том, чтобы при максимальной производительности труда обеспечить рабочему персоналу достаточно комфортные условия и свести до минимума вероятность повреждений, заболеваний и производственных аварий.

7.1 Производственная безопасность

Согласно ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» перечень опасных и вредных факторов, характерных для производственной среды установки подготовки нефти X нефтегазоконденсатного месторождения (УПН СОНГКМ), представлен в таблице 7.1 [20].

7.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации предлагаемых концептуальных решений

1.Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Влияние температуры окружающей среды на человека обусловлено наличием функциональных систем терморегуляции организма, постоянным тепловым обменом организма с окружающей средой. Поэтому все работы на производстве проводятся в специальных защитных средствах, предусмотренных по ГОСТ 12.4.011–89 «ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация».

При выполнении работ при низких температурах на открытом воздухе и в неотапливаемых помещениях основным опасным производственным

фактором, который может привести к несчастным случаям, является обморожение от воздействия низкой температуры.

Таблица 7.1 – Перечень опасных и вредных факторов на УПН СОНГКМ

Наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Подготовка и хранение товарной нефти; 2. Транспорт нефти, газа и пластовой воды; 3. Подготовка воды для системы поддержания пластового давления 4.Обследование трубопроводов; 5. Обеспечение бесперебойной работы энергетического хозяйства; 6. Обслуживание технологического оборудования.	1. Повышенный уровень шума на рабочем месте; 2. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов, рабочей зоны; 3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды; 4. Химически вредные – токсические, раздражающие, сенсibiliзирующие, канцерогенные.	1. Движущиеся машины и механизмы, острые кромки, подвижные части технологического оборудования; 2. Электрический ток, повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; 3. Химически опасные – мутагенные, влияющие на репродуктивную функцию.	СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве»; СП 2.1.7.1386-03 «Санитарные правила по определению класса опасности токсичных отходов производства и потребления»; ГОСТ 12.1.007-76* «ВРЕДНЫЕ ВЕЩЕСТВА»; СНиП 23-03-2003 «Защита от шума»; ПБ 09-560-03 «Правила промышленной безопасности нефтебаз».

2. Химические производственные факторы

В эту группу входят многочисленные пары и газы: пары бензола и толуола, окись углерода, сернистый ангидрид, окислы азота, аэрозоли свинца и др., токсичные пыли, образующиеся, например, при обработке резанием бериллия, свинцовистых бронз и латуней и некоторых пластмасс с вредными наполнителями. К этой группе относятся агрессивные жидкости (кислоты, щелочи), которые могут причинить химические ожоги кожного покрова при соприкосновении с ними [19].

Средства защиты от токсичных производственных факторов:

- спецодежда зимняя и летняя, предназначенная для защиты рабочих от вредного воздействия нефти и нефтепродуктов, а также от холода;

- противогазы, для защиты органов дыхания и зрения (фильтрующие с коробкой марки "А" и шланговые типа ПШ 2;
- резиновые перчатки и резиновые фартуки.

Контроль за содержанием вредных веществ в воздухе рабочей зоны должен проводиться в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.005.

3.Повышенный уровень шума на рабочем месте

Источниками шума в цехе подготовки и перекачки нефти являются насосы, трубопроводы для перемещения жидкостей и газов.

С физической точки зрения шум рассматривается как звуковой процесс, необходимый для восприятия, мешающий разговорной речи и отрицательно влияющий на здоровье человека. При длительном воздействии шума снижается острота слуха, нарушается сердечно-сосудистая, центральная система, происходит нарушение координации движения. Весь комплекс изменений, возникающих в организме человека при длительном воздействии шума, рассматривается как «шумовая болезнь» [19].

При нормировании шумовых характеристик рабочих мест, регламентируют общий шум независимо от количества источников шума по ГОСТ 12.1.003-83 (таблица 6.2). Для борьбы с шумом организуют такие мероприятия, как звукоотражение, звукоизоляция и звукопоглощение.

Если после проведения этих мероприятий уровень шума превышает норму на рабочих местах, то необходимо применять индивидуальные средства защиты (антифоны, наушники, шлемофоны). К индивидуальным средствам защиты от вибрации относят виброизолирующая обувь [19].

7.1.2 Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации предлагаемых концептуальных решений

1.Движущиеся машины и механизмы

Возможность получения механических травм при нарушении правил техники безопасности обслуживания движущихся и вращающихся частей механизмов (вентиляторы, насосы, компрессора, подъемные механизмы и

др.), что в результате может вызвать ушибы, травмы, сдавливания конечностей и переломы обслуживающего персонала. А также при несоблюдении правил работы на высоте и не использования соответствующей спецодежды, в результате ДТП.

Для защиты персонала от механических повреждений используют спецодежду, спецобувь – средства защиты рук, ног, головы и лица.

2. Факторы, влияющие на репродуктивную функцию, по пути проникания в организм человека через: органы дыхания

Основными источниками вредных для здоровья человека продуктов являются: выхлопы газообразных нефтепродуктов от дыхательных клапанов дренажных емкостей; «дыхание» расходной емкости деэмульгатора.

На УПН имеются объекты, где не исключена возможность выделения в воздушную среду токсичных паров (газов). А также при проведении газоопасных ремонтных или очистных работ в емкостях и резервуарах, а также при отпуске и приеме нефти открытым способом. В технологическом процессе в качестве деэмульгатора применяются метанолсодержащие хим. реагенты, а также применяется метанол для разрушения кристаллогидратов в газовых трубопроводах [21].

7.2 Экологическая безопасность

Защиту селитебной зоны производить не нужно, УПН Х НГКМ находится на удаленном расстоянии от зон жилых застроек.

Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы)

При плановой эксплуатации месторождения основным источником загрязнения атмосферы будет оборудование УПН. Наибольший вклад в загрязнение атмосферного воздуха на территории УПН вносят установки, производящие тепловую и электрическую энергию, а также факельные установки по сжиганию попутного нефтяного газа, полигон ТБО, склад ГСМ и ремонтно-механическая мастерская.

В атмосферу поступают следующие вида загрязнений: диоксид азота, оксид азота, бенз(а)пирен, метан, оксид углерода, смеси предельных углеводородов по фракциям С1-С5, С6-С10 и С12-С19, пары бензина, сажа, диоксид серы, оксид железа, пыль абразивная, марганец и его соединения, фтористый водород, пыль неорганическая, сероводород, бензол, толуол, амилены, ксилол, этилбензол, пары минерального нефтяного масла, аммиак, формальдегид, этилмеркаптаны, метилмеркаптан, аммиак, керосин.

Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы)

В районе размещения объектов обустройства УПН Х НГКМ водные объекты отсутствуют.

При строительстве объектов обустройства УПН Х НГКМ воздействие на водные ресурсы может быть выражено в следующем:

– нарушение параметров поверхностного стока и сложившегося гидрологического режима вследствие строительства линейных объектов, отсыпки насыпных оснований и движения строительной техники;

– возможное химическое загрязнение поверхностного стока, вследствие нарушения порядка хранения топлива, опасных химических веществ и заправки техники, а также при возникновении нештатных ситуаций (возможные аварийные разливы различных жидкостей).

Хранение топлива, не соответствующее нормативам, и операции по заправке, включая аварийные разливы, могут привести к загрязнению поверхностного стока, который, в свою очередь, может воздействовать на поверхностные водные объекты. Такое воздействие может быть временным с низкой или средней интенсивностью и ограниченными размерами площадки и ближайшей прилегающей территорией. Для предотвращения и снижения загрязнения планируется оборудовать площадку для топливозаправочных операций твёрдым покрытием, обеспечить хранение топлива и смазочных материалов на площадке с защитным обвалованием. Транспортные средства и оборудование будут регулярно проходить техническое обслуживание и проверку перед заправкой. Что касается аварийных разливов, то необходимо

планировать меры по их предотвращению и ликвидации разливов различных жидкостей, используемых в процессе строительства объектов УПН X нефтяного месторождения [24].

В период эксплуатации предлагаемых концептуальных объектов обустройства УПН X НГКМ негативное воздействие на водные объекты может быть выражено:

- в загрязнении нефтью поверхностного стока, вследствие возникновения чрезвычайных ситуаций, таких как, аварийные протечки и связанные с ними меры по очистке от загрязнения;

- изъятие водных ресурсов (водопотребление подземных вод) в целях водоснабжения промысла (для хозяйственно-бытовых, технологических и противопожарных нужд).

Кроме этого, источником воздействия на водные объекты в частности, и окружающую среду в целом, может послужить эксплуатация трасс трубопроводов. Отказы оборудования, при определенном стечении обстоятельств, могут приводить к локальным утечкам через фланцевые соединения, сварные швы, запорную арматуру, торцевые уплотнения насосов и т.п., с дальнейшей фильтрацией в поверхностные или грунтовые воды [24]. Потенциальное воздействие заключается в попадании углеводородов в окружающую среду.

Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы)

Воздействие на естественный рельеф при строительстве трубопроводов выразится в незначительном изменении высотных отметок поверхности земли при устройстве траншеи. На избыточно увлажненной территории с небольшим перепадом высот появление невысокого препятствия на пути стекания поверхностных вод может привести к обводнению и заболачиванию значительной территории. Негативное воздействие инженерных сооружений на рельеф выражается в долговременной реакции в виде активизации процессов заболачивания. Необходимо предпринимать меры по предотвращению или минимизации возможного развития почвенной

эрозии. Заключаются договора на передачу отходов со специализированными предприятиями, имеющими лицензию на обращение с ними.

Основные виды отходов, образующихся в период строительства: лом стальной несортированный, шлак сварочный, загрязненный маслами обтирочный материал, загрязненные остатками цемента отходы бумаги и картона, отходы из жилищ несортированные, остатки и огарки стальных сварочных электродов. Дополнительно к ним образуются виды отходов в период эксплуатации: отходы (грубые осадки) при механической и биологической очистке хозяйственных сточных вод, шины пневматические отработанные, пищевые отходы кухонь и организаций общественного питания несортированные, масла автомобильные, дизельные и трансформаторные отработанные, шлам очистки трубопроводов и емкостей (бочек, контейнеров, цистерн, гудронаторов) от нефти и нефтепродуктов, аккумуляторы свинцовые отработанные неповрежденные с не слитым электролитом, осадок с илонакопителя (активный ил) при механической и биологической очистке хозяйственных сточных вод, растения с ботанических площадок КОС, ртутные лампы, люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак.

Решения по обеспечению экологической безопасности

Для обеспечения защиты окружающей среды от загрязнений предусмотрены следующие мероприятия:

- предусмотрена закрытая система сбора и подготовки нефти;
- газ, выделившийся при сепарации, направляется на сжигание и выработку тепла и электроэнергии;
- для предупреждения затопления промплощадок ливневыми и тальными водами предусмотрены системы ливневой канализации и водоотвода;
- дыхание емкостного и резервуарного оборудования выполнено через дыхательные клапаны с огнепреградителями;

– для предотвращения разливов нефти выполнено обвалование резервуаров, кустовых площадок, оборудуется площадка для топливозаправочных операций с твёрдым покрытием;

– для аварийного сброса нефти из технологического емкостного оборудования предусмотрены подземные емкости;

– промливневые и пластовые воды собираются в емкости с дальнейшей утилизацией на ГФУ или в систему ППД;

– для предотвращения повышения давлений сверх нормативного значения на оборудовании установлены предохранительные клапаны, обеспечивающие безаварийный режим работы установки;

– отходы (осадки, шлам, ветошь и т.п.) вывозятся и утилизируются на соответствующих сооружениях.

Для уменьшения выбросов в окружающую среду необходимо выполнять нормы технологического режима, содержать исправными оборудование, арматуру и трубопроводы, электрооборудование, системы контроля, регулирования, сигнализации и блокировки.

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации объекта

Основными ЧС на УПН X НГКМ могут быть:

- возникновение пожаров;
- аварийные разливы нефти и нефтепродуктов;
- взрывы на технологических сооружениях;
- аварии с выбросом химически опасных веществ;
- аварии на электроэнергетических системах;
- аварии на коммунальных системах жизнеобеспечения;
- аварии на очистных сооружениях;
- террористические акты, войны, локальные и региональные военные конфликты;
- опасные природные процессы и явления, такие как инфекционные

заболевания персонала и эпидемии, землетрясения, подтопление территории, ураганы, природные пожары, эрозия почвы, силы морозного пучения и иные процессы и явления, оказывающие негативные и разрушительные воздействия на здания и сооружения [19].

Наиболее типичными ЧС на УПН Х НГКМ могут являться аварийные разливы нефти и нефтепродуктов.

Основные дестабилизирующие факторы и отклонения от нормативных параметров производственных процессов, способных привести к возникновению чрезвычайных ситуаций:

- нарушения в подаче электроэнергии;
- нарушения в подаче газа;
- несанкционированного проникновения в служебные помещения;
- повышенного уровня взрывоопасных концентраций смесей;
- нарушения в системе отопления, подачи горячей и холодной воды,

вызванные выходом из строя инженерного оборудования на котельных, а также авариями на трубопроводах и приборах отопления.

Меры по предупреждению ЧС на объекте

Важнейшим мероприятием, способствующим предупреждению чрезвычайных ситуаций, связанных с взрывами и пожарами, является своевременное обнаружение источников утечек горючих веществ. Для этого организуется постоянный контроль, который осуществляется переносными и автоматическими системами обнаружения пожаров и контроля воздуха рабочей зоны на содержание горючих газов и паров ЛВЖ [22].

Для предупреждения развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ предусмотрено следующее:

- сооружения размещены на площадках с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- для ограничения разлива ЛВЖ предусмотрены необходимые обвалования или ограждающие стенки резервуаров и бетонированные поддоны для емкостного оборудования, содержащего эти продукты;

- для аварийного освобождения оборудования и трубопроводов предусмотрены дренажные емкости;
- для предупреждения разгерметизации трубопроводов предусмотрен контроль сварных стыков в соответствии с ПБ 03-585-03;
- предусмотрено автоматическое отключение насосов и закрытие задвижек подачи нефти в резервуары при аварийном повышении уровня;
- использована арматура с герметичностью, соответствующей транспортируемой среде согласно ПБ 03-585-03;
- обеспечен контроль давления в напорных трубопроводах;
- предусмотрен контроль и сигнализация загазованности [23].

С целью предупреждения о виде опасности трубопроводы окрашиваются в опознавательные цвета согласно ГОСТ 14202-69.

Действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий

Действия операторов при аварийных ситуациях регламентированы соответствующими инструкциями, а также планом ликвидации аварий и планом ликвидации аварийных проливов нефтепродуктов.

Получив сигнал об аварии, Ответственный руководитель (в данном случае мастер по подготовке нефти или ведущий инженер - технолог) прибывает на место аварии и создает оперативный штаб. Ответственный руководитель должен немедленно известить о ЧС должностных лиц, ведомства и организации, согласно списку, организовать и начать работу по спасению людей и локализации аварийной ситуации в соответствии с мероприятиями ПЛА и создавшейся обстановкой [22].

Лица, вызванные для спасения людей, локализации и ликвидации аварийной ситуации, сообщают о своем прибытии Ответственному руководителю и по его указанию приступают к исполнению своих обязанностей. Работы в загазованной среде выполняют аварийно-спасательные формирования (профессиональные или нештатные), аттестованные на этот вид работ в установленном порядке.

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования) правовые нормы трудового законодательства

Создание безопасных условий и охрана труда на производстве обеспечивается выполнением установленных законодательством РФ условий безопасности работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, ведении технологических процессов, а также применении в производстве инструментов, сырья и материалов. Параметры микроклимата, шума, вибрации, уровни искусственной освещенности и содержание вредных веществ на рабочем месте соответствуют СП 2.2.1.1312-03 п.п. 2.4, 2.5, СП 2.2.2.1327-03 п. 2.8 и СНиП 23-05-95.

Показатели тяжести и напряженности трудового процесса при выполнении производственных операций находятся в пределах оптимальных и допустимых величин (в соответствии с СП 2.2.2.1327-03), условия труда по степени вредности и опасности относятся к допустимым (класс 2), а на наружных работах к вредным первой степени (класс 3.1).

Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем статья 301 Трудового кодекса РФ от 30.12.2001. Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте накапливаются в течение календарного года и суммируются до целых рабочих дней с последующим предоставлением дополнительных дней междувахтового отдыха.

Работникам предоставляются дополнительные отпуска, устанавливаются гарантии и компенсации, предусмотренные в Законе РФ "О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях" от 19 февраля 1993 г., а также выплачивается надбавка за вахтовый метод работы.

Заключение

В настоящей работе были исследованы технологические процессы подготовки нефти на установке подготовки нефти X НГКМ.

В данной работе проработана концепция для основных технических решений по проектированию второй очереди УПН X НГКМ. При проведении работы было предусмотрено:

1. Увеличение производительности установки подготовки нефти;
2. Размещение центрального теплового пункта (ЦТП) с целью оптимизации теплоснабжения – централизации распределения тепловой энергии объектов X НГКМ.

В ходе разработки схемы генерального плана предложено два варианта размещения предлагаемых концептуальных сооружений на площадке УПН. Были проанализированы и приведены преимущества и недостатки обоих вариантов размещения сооружений второй очереди УПН. Был осуществлен выбор основного оборудования и разработана принципиальная технологическая схема второй очереди УПН.

Предложенная в настоящей работе концепция расширения УПН X НГКМ позволит увеличить объем перерабатываемой жидкости с 792 тыс.т/год до 1346,4 тыс.т/год и обеспечить подготовку нефти на максимальный уровень добычи по жидкости в 2022 году.

Результатом настоящей работы можно обозначить тот факт, что представленная в концепция модернизации УПН X НГКМ может послужить предварительными основными техническими решениями и содержанием будущей проектной документации на расширение технологической части УПН.

В работе также рассмотрены аспекты социальной ответственности и приведено технико-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта разработки X НГКМ.

Список использованных источников

1. Проектная документация «Обустройство X нефтяного месторождения на период пробной эксплуатации. УПН. Корректировка», Томск 2010 г., Томский филиал ФГУП «СНИИГГиМС».
2. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. Технологическая схема разработки X нефтегазоконденсатного месторождения Томской области. Томск, 2016.
3. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Москва : б.н., 2007.
4. РД 39-0147035-215-86. Положение о порядке составления, рассмотрения и утверждения технологической проектной документации на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений.
5. Отчет о научно исследовательской работе «Проведение газоконденсатных исследований на скважина ОАО «Томскгазпром» Результаты исследований скв.7/2 и 9/2 X месторождения». Ухта: 2012.
6. РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию ПДГТМ нефтяных и нефтегазовых месторождений.
7. Подсчет начальных запасов нефти, газа, конденсата и ТЭО КИН, КИК по пласту М X месторождения Томской области на дату 01.01.2013. Томск. 2013.
8. "ТомскНИПИнефть", ОАО. Разработка методики отдельного учета добычи продукции скважин Южного блока X нефтегазоконденсатного месторождения. Томск. 2014.
9. СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».
10. РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию ПДГТМ нефтяных и нефтегазовых месторождений.
11. Ахметов, С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа: Учебное пособие для вузов / С. А. Ахметов. Уфа: Гилем, 2002. 672 с.
12. Гершуни С. Ш., Лейбовская М. Г. Оборудование для обессоливания

- нефти в электрическом поле.. М.:ЦИИТиХИМИЕФТЕМАШ, 1983, с.32.
13. Мильштейн Л.М. "Нефтегазопромысловая сепарационная техника", Недра, 1999 г.
 14. Ш.К. Гиматудинов, И.И. Дунюшкин, В.М. Зайцев и др. Разработка и эксплуатация нефтяных газовых и газоконденсатных месторождений, Москва, Недра, 1988 г.
 15. Андреев А.Ф. Основы экономики и организации нефтегазового производства: учебник — Москва: Академия, 2014.
 16. Злотникова Л.Г. Финансовый менеджмент в нефтегазовых отраслях: учебник. – М.: Нефть и газ, 2005. – 452 с.
 17. Инновационный менеджмент : учебник / Р. А. Фатхутдинов. – 6-е изд. – СПб.: Питер, 2014. – 443 с.
 18. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. Москва. Экономика. 2000 г.
 19. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда: учебное пособие для вузов / П. П. Кукин [и др.]. – 5-е изд., стер. – Москва: Высшая школа, 2009. – 335 с.: ил. – Для высших учебных заведений. – Безопасность жизнедеятельности. – Библиогр.: с. 333.
 20. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
 21. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
 22. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 29.07.2017г.) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".
 23. Бартов Н.К. Пожарная безопасность. – М.: Энергия, 1983. – 254 с.
 24. СП 2.1.5.1059-01. Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения. Москва : б.н., 2001.