

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

---

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений  
 Профиль (специализация) «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Анализ эффективности способов утилизации нефтяного газа на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении</b>

УДК 622.276:665.622-047.86(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Коробейников Алексей Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова Оксана Сергеевна	К.Г-М.Н.		

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

---

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений  
 Профиль (специализация) «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

УТВЕРЖДАЮ:  
 Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)    (Дата)    (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
з-2Б33Т	Коробейникову Алексею Викторовичу

Тема работы:

<b>Применение новых технико – технологических решений при производстве кислотного гидроразрыва пласта</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

Техническое задание:

Исходные данные к работе	Фондовая и периодическая литература, учебники, научно-техническая пресса, технологический регламент Лугинецкой газокompрессорной станции ОАО «Томскнефть» ВНК
--------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Введение</li> <li>- Способы утилизации попутного нефтяного газа</li> <li>- Описание работы Лугинецкой газокompрессорной станции</li> <li>- Варианты использования пропан-бутановой фракции на получаемой на Лугинецкой газокompрессорной станции</li> <li>- Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>- Социальная ответственность</li> <li>- Заключение</li> </ul>
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Вазим Андрей Александрович
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б33Т	Коробейников Алексей Викторович		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 80 с., 4 рис., 18 таблиц, 9 источников литературы.

Ключевые слова: месторождение, попутный газ, утилизация, топливный газ, компремирование, низкотемпературная сепарация, точка росы, запасы, залежь, добыча нефти, разработка, нефтяной газ, расход, компонентный состав, товарный газ, сепаратор, компрессор, компрессор-детандер, осушка газа, теплообменник, ректификация, ребойлер, конденсат.

Объектом исследования являются рассмотрение технологии утилизации нефтяного газа, и выбор эффективных способов утилизации фракции ПБФ.

Цель работы – анализ способов утилизации фракции ПБФ на X нефтегазоконденсатном месторождении

В дипломной работе приведены: краткая геолого-физическая характеристика месторождения, анализ текущего состояния разработки, технология процесса извлечения углеводородов из нефтяного газа на ГКС и анализ деятельности ГКС. Предложены варианты утилизации фракции ПБФ и рекомендованы наиболее эффективные способы. Рассмотрены проблемы охраны недр и окружающей среды. Несмотря на то что X газокompрессорная станция представляет уникальный газоперерабатывающий объект с использованием новейших технологий, с высокой системой безопасности производства, газ продолжает гореть на факеле.

Анализ работы X газокompрессорной станции позволил предложить ряд проектных решений по утилизации ПБФ. Применения новейших разработок использующих высокие технологии позволят высоко рентабельно использовать стабильный конденсат и пропанобутановую фракцию. Для стабильной работы станции в проектном режиме в течении всего года необходим поиск потребителей готовой продукции ГКС.

## **СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ**

ШФЛУ- широкая фракция легких углеводородов

ГКС- Газокомпрессорная станция

УПН- установка подготовки и перекачки нефти

ДНС- дожимная насосная станция

СГ- сжиженные газы

ГКМ- газоконденсатное месторождение

НГКМ- нефтегазоконденсатное месторождение

ГТГ- газотурбинный генератор

КЦ – контейнер-цистерна

ГНП – газонаполнительный пункт

ВОК – высокооктановые компоненты

ПНГ – попутный нефтяной газ

ПДК – предельная допустимая концентрация

ПШ – противогаз шланговый

ПДУ – переносное дыхательное устройство

ОП – огнетушитель порошковый

ОУ – огнетушитель углекислотный

## ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ	4
ВВЕДЕНИЕ	8
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	10
2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	12
2.1 Характеристика геологического строения	12
2.2 Тектоника	14
2.3 Нефтегазоносность	15
2.4 Физико-химическая характеристика пластовых флюидов	16
2.5. Геологофизическая характеристика продуктивных пластов	17
2.6 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов и их неоднородность	18
2.7 Запасы нефти, газа и конденсата	19
3 СПОСОБЫ УТИЛИЗАЦИИ	21
3.1 Описание работы X газокompрессорной станции	22
4. ВАРИАНТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ФРАКЦИИ ПБФ НА ЛГКС	34
4.1 Закачка в сухой газ	34
4.2 Закачка в пласт	39
4.3 Сжигание на факеле	40
4.4 Выработка электроэнергии	41
4.5 Получение бытового газа	44
4.6 Получение моторного топлива	46
4.7 Синтез высокооктановых компонентов	46
5.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	51
5.1 Экономические затраты на утилизацию ПНГ	51
5.2 Прибыль от продажи сухого отбензиненного газа	51
5.3 Эффективность и рентабельность утилизации ПНГ	53
5.4 Эффективность снижения штрафов за сжигание ПНГ	53

5.5	Возможное повышение эффективности утилизации ПНГ	55
6	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	57
6.1	Анализ вредных и опасных факторов при работе ГКС	57
6.1.1	Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны углеводородами нефти, сероводородом в смеси с углеводородами	58
6.1.2	Повышенный уровень шума и вибрация на рабочем месте	59
6.1.3	Отклонение показателей микроклимата	60
6.1.4	Механические опасности	62
6.1.5	Пожарная безопасность	62
6.1.6	Электробезопасность	64
6.2	Экологическая безопасность	65
6.2.1	Воздействие ГКС на атмосферу	67
6.2.2	Воздействие ГКС на гидросферу	68
6.2.3	Воздействие ГКС на литосферу	70
6.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	73
6.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	75
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	78
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	79

## **ВВЕДЕНИЕ**

Газовая промышленность относится к быстро развивающимся отраслям народного хозяйства. В настоящее время объём добычи по России составляет около 550 млрд.м<sup>3</sup> в год из, примерно, 180 газовых и газоконденсатных месторождений. Такой интерес природный газ представляет из-за своей высокой однородности состава, экологичности и лёгкости транспортировки. Также большой интерес для промышленности представляет попутно добываемый газ и газовый конденсат.

В России наблюдается тенденция уменьшения добычи жидких и газообразных углеводородов, что влечет за собой снижение объемов производства моторных топлив и всей гаммы продукции, получаемой из них.

Представляется экономически целесообразным вовлечение в разработку и эксплуатацию залежей газа в угольных и плотных низкопроницаемых пластах газогидратных месторождений, месторождений с запасами низконапорного газа, мелких малодобитных месторождений, расположенных в Европейской части России. Таких месторождений открыто около 160 с общими запасами более 800 млрд. м<sup>3</sup>. Кроме этого, для покрытия пиковых нагрузок предполагается создать новые подземные газовые хранилища и увеличить активную емкость существующих хранилищ. Природный газ метан в России и за рубежом используется и качестве технологического и бытового топлива. Его доля первичного энергоносителя и мировом потреблении превышает 20%.

С экологической точки зрения газ как источник сырья имеет определенные преимущества перед нефтью: получаемые из него моторные топлива не содержат серы и азота. Жидкое синтетическое топливо состоит в основном из предельных парафиновых углеводородов прямой цепочечной структуры практически без ароматических углеводородов.

По имеющимся технологиям производства жидких синтетических топлив возможно получение почти всей гаммы продуктов, вырабатываемых из нефти, например, высококачественных парафинов и восков, используемых в



производстве машинных масел, консистентных смазок, синтетических моющих средств, фракции альфа-олефинов, церезина, растворителей, парфюмерной продукции.

## **1 Общие сведения о месторождении**

X нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено в Парабельском районе Томской области в 400 км. к северо-западу от г. Томска. Районный центр – с. Парабель – находится в 130 км. от месторождения, а ближайший населённый пункт г. Кедровый, удалён на расстояние около 80 км. Ближайшим крупным центром является г. Колпашево, расстояние до которого водным путём равно 570 км. по воздушной трассе 220 км.

Территория района представляет собой сглаженную, слаборасчленённую равнину. Абсолютные отметки рельефа варьируют в пределах 75-130 м. Наименьшие отметки приурочены к руслам и поймам рек. Самой крупной на территории является р. Чижалка и её притоки Екыльчак, Тамырбат, Чива и др. Русла рек извилистые, с крутыми берегами, кроме того имеется много завалов и перекатов. Высокие берега таёжных рек обычно покрыты густым лесом, низкие пойменные – имеют много озёр и стариц.

Воды рек и озёр применяются для хозяйственных целей и питьевого водоснабжения. На территории района много болот, однако большая часть его покрыта лесом. Лес смешанный, но преобладают хвойные: пихта, кедр, сосна, много кустарников. Незаселённые участки обильно покрыты луговыми травами.

Климат района континентальный, с продолжительной холодной зимой коротким тёплым летом. Зимний период продолжается с ноября по апрель, самая низкая температура в зимнее время минус 40 – 50°С. Величина снежного покрова достаточно велика, на залесенных участках достигает 1,5 м. Почва зимой промерзает на 1-1,5 м.

Самый жаркий месяц лета – июль, когда температура воздуха поднимается до +35°С. Среднегодовое количество осадков составляет 450 – 500 мм в год. Ледостав на реке начинается в ноябре, а вскрытие их ото льда приходится на конец апреля – начало мая. Навигационный период на крупных

руках продолжается 150-170 дней, а на мелких значительно меньше.

Шоссейные и железная дорога в районе месторождения отсутствуют. Доставка грузов производится авиатранспортом, в период навигации - на реках, в зимнее время - по зимнику, связывающему г. Кедровый с областным центром г. Томском. На месторождении развита сеть грунтовых дорог.

Плотность населения очень низкая. В подавляющем большинстве население состоит из хантов, русских, украинцев, а также других национальностей. Основным занятием населения является заготовка леса, рыбная ловля, пушной промысел. В последние годы на территории района получили большое развитие геолого-геофизические работы, на которых занята большая часть населения.

Город Кедровый, расположенный в непосредственной близости от района работ, является базой нефтегазодобывающей промышленности. Аэропорт с бетонной взлетно-посадочной полосой, а в непосредственной близости от города пристань на реке Чузик.

Нефть, добываемая на X месторождении подаётся в нефтепровод Александровское – Томск – Анжеро-Судженск, трасса которого проходит в 130 км. к северу от месторождения. Нефтепровод введён в эксплуатацию в марте 1972 года, а «нитка» X - Парабель, связывающая месторождение с нефтепроводом введена в эксплуатацию в 1982 г.

В районе X месторождения имеются залежи глин, и строительных песков, пригодных для строительных целей. Глины используются для приготовления буровых глинистых растворов. Строительный лес, необходимый для обустройства скважин, имеется на месте.

X локальное поднятие, к которому приурочено одноимённое месторождение, было выявлено в 1965-1966 гг. В 1966г. на X площади было начато глубокое поисковое бурение, и первой же скважиной №152, заложенной в присводовой части структуры, было открыто X месторождение.

## **2 Геологическая характеристика месторождения**

### **2.1 Характеристика геологического строения**

Геологический разрез X месторождения представлен мощной толщей терригенных пород мезозойско-кайнозойского возраста, залегающих на размытой поверхности палеозойских отложений промежуточного комплекса.

Отложения промежуточного комплекса вскрыты десятью скважинами (№151, 160, 170, 180, 182, 186) и четырьмя эксплуатационными (№ 734, 824, 850, 1166). Наиболее полный разрез промежуточного комплекса (толщина 1525 м) вскрыт в скв. 170, где он представлен толщей известняков с прослоями терригенных и эффузивных пород различной мощности.

По палеозойским отложениям развиты древние коры выветривания. Керном кора выветривания охарактеризована в скв. 151, и представлена переотложенной породой охарактеризована каолинизированной и карбонатизированной, сильно выветрелой, в остальных скважинах она выделена только по каратажу. Толщина коры выветривания – от нескольких метров до 25 метров.

Отложения мезозойско-кайнозойского платформенного комплекса вскрыт всеми пробуренными скважинами и представлены породами юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной системы.

Юрская система представлена средним и верхним отделами. В основании разреза юрских отложений на размытой поверхности доюрского промежуточного комплекса, залегают породы тюменской свиты, представленные континентальной толщей средней и низов верхней юры. В кровле тюменской свиты залегают продуктивный горизонт Ю<sub>2</sub>.

Верхнеюрские отложения представлены в основном породами переходного генезиса от морского к континентальному (васюганская, георгиевская и баженовская свита).

Отложения васюганской свиты сложены песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с аргиллитами, углистыми аргиллитами и редкими

пропластками углей. Согласно с общепринятым расчленением разреза васюганской свиты, продуктивный основной горизонт Ю<sub>1</sub>, выделяемый в разрезе свиты, повсеместно разделяются на три толщи: подугольную, межугольную и надугольную. Нижняя подугольная толща включает в себя достаточно выдержанные по площади песчаные плиты Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> прибрежно-морского генезиса, залежи которых вмещают основную долю запасов нефти и газа X месторождения. Межугольная толща представлена аргиллитами и прослоями углей и углистых аргиллитов с редкими линзами песчаников и алевролитов континентального происхождения. Верхняя – надугольная толща сложена невыдержанными по площади и разрезу пластами песчаников и алевролитов Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>. Песчано – алевролитовый пласт Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>, включённый в состав продуктивного горизонта Ю<sub>1</sub>, т.к. он составляет с продуктивными пластами васюганской свиты единый массивно – пластовый резервуар, статиграфически относится к георгиевской свите, отложения которой на значительных участках X месторождения отсутствуют.

Баженовская свита распространена повсеместно и сложена глубоководно – морскими битуминозными аргиллитами, являющимися надёжной крышкой для нефтегазовых залежей васюганской свиты, толщиной до 40 м.

Меловая система представлена двумя отделами: нижним и верхним.

Нижний отдел включает четыре свиты (снизу вверх): куломзинскую, тарскую, киялинскую и низы покурской, верхний – верхнюю часть покурской, кузнецовскую, ипатовскую, славгородскую, ганькинскую свиты.

Палеогеновая система представлена тремя отделами: палеоценом, эоценом и олигоценом. На размытой поверхности палеогеновых отложений залегают осадки четвертичной системы.

Четвертичные отложения представлены песками серыми, желтовато-серыми, разномыслистыми, суглинками, глинами желтовато бурыми, коричневатого-серыми. Толщина отложений 30-40 метров.

## 2.2 Тектоника

В тектоническом отношении X месторождение расположено в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. Согласно общепринятой схеме тектонического районирования, использованной авторами по подсчётам запасов, в этой части плиты выделяют крупные тектонические структуры 1-го порядка:

✓ положительные – Нижневартовский свод, Александровский мегавал, Каймысовский свод, Средне – Васюганский мегавал, Парабельский мегавал, и др.

✓ отрицательные – Усть-Тимская впадина, Колтогорский мегапрогиб, Сонацкий прогиб и др.

X структура расположена в Северо - Западной периклинальной части Пудинского мегавала.

Собственно X антиклинальная структура (локальное поднятие), к которой приурочено одноименное месторождение, расположено в центральной части X куполовидного поднятия и является, таким образом, структурой III порядка, осложняющей одноимённую структуру II порядка.

Тектоническое строение X площади изучено по отражающему горизонту, соотносящемуся с поверхностью доюрского основания плиты и по ряду отражающих горизонтов в осадочном чехле.

Основные отражающие горизонты нефтеперспективной нижней части осадочного чехла, является объектом исследования следующие:

Ф<sub>2</sub> – кровля доюрских отложений – маркируют.

I<sub>a</sub> – средняя часть тюменской свиты – маркируют.

I<sub>6</sub> – верхняя часть тюменской свиты – условн.

П<sub>a</sub> – кровля георгиевской свиты – маркируют.

В гравитационном поле Пудинскому мегавалу соответствует значительная по величине отрицательная гравитационная аномалия. В

настоящее время на Пудинском мегавале выделяются четыре структуры II-го порядка: X, Пудинском мегавале, Пудинское, Голелоярское куполовидное поднятие и Останинский вал.

X нефтегазоконденсатное месторождение представляет собой изометрическую антиклинальную раскладку размерами 30x24 км, амплитудой 160 м. Продуктивные горизонты Ю1 и Ю2 залегают на глубинах 2270 – 2340 м. Залежи пластовые с литологическим ограничением. Резервуар выражен переслаиванием мелкозернистых песчаников и аргиллитов. Покрышкой служат глинистые породы мощностью до 200 км. Залежи газоконденсатные с нефтяной оторочкой.

### **2.3 Нефтегазоносность**

Результаты разведочного и эксплуатационного бурения, геофизические исследования позволили установить на X месторождении промышленную нефтеносность отложений васюганской свит, а так же отложений коры выветривания (переходного комплекса).

Залежь палеозойского возраста была открыта при испытании разведочной скважин № 180 в интервале 2428-2438 м. В результате испытания после проведения работ по интенсификации притока был получен фонтан нефти дебитом 8.2 м<sup>3</sup>/сутки на штуцере 4 мм. Для уточнения типа залежи и её строения необходимо продолжить разведочные работы (постановки 3D, разведочное бурение).

Продуктивные залежи васюганской и тюменской свит (пласты Ю<sub>1</sub>/Ю<sub>2</sub>) пластово-сводовые с нефтяной оторочкой имеют единый ГНК на абсолютных отметках – 2222-2224 м и ВНК на абсолютных отметках 2244-2246 м. И гидродинамически связаны между собой.

Общая газонасыщенная мощность изменяется от 1.2 до 42.4м., нефтенасыщенная – от 2.8 до 22-23 м. Строение продуктивных пластов сложное и определяется условиями осадкообразования. Если основной продуктивный

горизонт пласт Ю<sub>1</sub> (отложения васюганской свиты прибрежно-морского генезиса) распространён по всей площади месторождения, то пласты Ю<sub>1</sub> (надугольная пачка васюганской свиты прибрежно-лагунных фаций) и пласт Ю<sub>2</sub> (континентальные отложения тюменской свиты) имеют сложное распространение и не выдержанную мощность.

При испытании в разведочных скважинах газонасыщенных интервалов рабочие дебиты свободного газа на диафрагме 12.5 мм составляет от 59.3 до 351 тыс.м<sup>3</sup> в сутки, при депрессиях на пласт 3.03-18.98 МПа, газоконденсатный фактор изменяется в пределах 138.2-278.8 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

При испытаниях нефтяных оторочек юрских продуктивных пластов были получены фонтанные притоки нефти с дебитами от 3.4 до 106.8 м<sup>3</sup> в сутки, при депрессиях на пласт от 5.54 до 19.68 МПа. Продуктивность скважин составила 0.05-3.4 м<sup>3</sup>/сут.

Средние коэффициенты, характеризующие фильтрационно-ёмкостные свойства, по месторождению следующие: пористость – 18%, нефтенасыщенность - 64-68%, газонасыщенность – 66-70%, проницаемость – 12-14 мд, коэффициент песчаности 0.39, расчленённости –17.7.

## **2.4 Физико-химическая характеристика пластовых флюидов**

Физико-химические свойства нефти, газа и конденсата изучались по глубинным и поверхностным пробам, которые отбирались при исследовании скважин. Анализы проводились по общепринятым методикам.

### газ:

Состав газа изучен по 18 пробам, отобранным из 11 скважин. Газ метановый (79-92% по объёму), сумма тяжёлых углеводородов составляет 5.5-15.9%, газоконденсатный фактор –138.2-278.8 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Удельный вес газа (по воздуху) –0.581 –0.720 г/см<sup>3</sup>, теплота сгорания 8300-9700 Ккал/м<sup>3</sup>.

### нефть:



Состав нефти изучен по 178 пробам из 48 скважин, отобранных в поверхностных условиях и 28 глубинным пробам. Удельный вес нефти 0.815-0.851 г/см<sup>3</sup>, вязкость при 20 °С – 2.97-6.89 спз. Содержание силикагелевых смол – 3.19-9.26%, асфальтенов – 0.05-0.64%, парафинов – 1.0-4.2%, серы – 0.11-0.46%. Удельный вес нефти в пластовых условиях 0.688-0.735 г/см<sup>3</sup>, вязкость 0.59 спз.

конденсат:

Состав конденсата изучен по 22 пробам и 8 скважин, отобранных в поверхностных условиях.

Удельный вес конденсата 0.713-0.754 г/см<sup>3</sup>, парафиновых углеводородов 58.90-69.4 объёмных %, нафтеновых 17.6-27.3%, ароматических 4.1-6.4%. Начало кипения конденсата 28-76 °, вязкость при 20 °С – 0.77-1.1 спз.

вода:

Состав пластовых вод определён по 64 пробам.

Воды хлор-кальциевого типа, с минерализацией 42.4-57.3 г/л, содержание йода 5.15-5.9 мг/л, брома 103-136 мг/л, бора 24.5-62 мг/л.

## **2.5. Геологофизическая характеристика продуктивных пластов**

Нефтегазоносность X месторождения связана с терригенными отложениями горизонта Ю<sub>1</sub> васюганской свиты и пласта Ю<sub>2</sub> урманской свиты.

Горизонт Ю<sub>1</sub> представлен песчаниками, алевролитами и аргилитами. В разрезе горизонта выделяется до десяти песчаных пропластков с толщиной от 0.4 до 14м, которые группируются в пласты Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>.

Песчаники пласта Ю<sub>1</sub> разнозернистые, среднезернистые, средние, серые до светло-серых, часто с буроватым оттенком, иногда с зеленоватым. Анализ изменения литолого-физических свойств коллекторов пласта Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> их структурные особенности, позволяет согласиться с выводами, сделанными предыдущими авторами о формировании этих отложений в условиях подводной отмели в прибрежной части моря при периоде, его регрессии.

## **2.6 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов и их неоднородность**

Характеристика изменения эффективных, газо- и нефтенасыщенных толщин продуктивных пластов приводится на основании геофизических исследований скважин (ГИС).

Выделение коллекторов и определение их фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) для горизонтов Ю<sub>1</sub> и Ю<sub>2</sub> проводилось по результатам комплексной интерпретации промыслово-геофизических, керновых и гидродинамических исследований. Лабораторные исследования проводились по стандартным методикам. За весь период, начиная с поисково-разведочных работ на месторождении и последующей эксплуатацией по настоящее время, с отбором керна пробурено 62 скважины, из них 25 разведочных.

Всего исследовано 1817 образцов, многие представлены песчаниками, алевролитами, аргилитами последние составляли около 13% от общего количества.

Несмотря на большое количество геологической информации, отдельные части разреза, особенно верхняя часть (пласты Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>) керном освещены слабо.

Характеристика коллекторов по данным промысловой геофизики изучена по материалам интерпретации 360 скважин. Всего выполнено 12100 определений коллекторских свойств.

Петрофизической основой определения коэффициента пористости (Кп), коэффициента глинистости (Кг) и коэффициента проницаемости (Кпр) коллекторов по материалам ГИС служат корреляционные связи типа «кern-кern», «кern-геофизика» и «геофизика-геофизика». При определении граничных значений Кп и Кпр учитывался корреляционный характер связи между пористостью и проницаемостью. Для увязки нижних пределов коллектора, определённых в лабораторных условиях на керновом материале с геофизическими данными, построены корреляционные зависимости вида

$\alpha_{nc}=f(Kп)$  и  $Kп=f(Kпр)$ . Граничное значение коэффициента водонасыщенности или нефтенасыщенности ( $Kн=1-Kов$ ) определяется по пересечению кривых относительной проницаемости породы для воды и нефти (рис 2) и равно 60%. По данным анализа керна  $Kн$  изменяется 40 до 61.6%, в среднем составляет 50%. Эта величина была принята как нижний предел насыщенности коллектора. Граничные значения параметров приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Граничные значения параметров

Параметры	Газонасыщенный коллектор	Нефтенасыщенный коллектор
Проницаемость	$Kпр=0.5 \cdot 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	$Kпр=1.5 \cdot 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>
Пористость	0.122	0.14
Коэффициент насыщения	0.5	0.5
$\alpha_{nc}$	>0.3	>0.4

## 2.7 Запасы нефти, газа и конденсата

Уточненная технологическая схема разработки X месторождения выполнена на основе балансовых запасов нефти, газа и конденсата, утвержденных ЦКЗ Минтопэнерго РФ (протокол №36 от 3 августа 1993г).

В период 1993 - 1994 годов происходило дальнейшее разбуривание южной (кусты 13, 16), юго-западной (кусты 86,87), западной (куст 51) и восточной (куст 47) частей месторождения. В результате полученного материала была проведена переоценка запасов нефти и растворенного газа по пластам Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> васюганской свиты, а также проведена корректировка ГНК в центральной части основной залежи. В результате чего в южной части газовой зоны основной залежи выделена небольшая самостоятельная газовая зона, однако это не повлияло в значительной степени на ранее утвержденные запасы.

Были частично перестроены карты эффективных нефтенасыщенных толщин по пластам Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, пересмотрены средние величины эффективных

нефтенасыщенных, толщин и площади нефтеносности. Площади нефтеносности определялись исходя из принятых отметок ВНК по скважинам. Эффективные нефтенасыщенные толщины рассчитывались, как средневзвешенные по площади для газонефтяной, нефтяной и водонефтяной зон. Все остальные параметры, утвержденные протоколом ЦКЗ Минтопэнерго РФ при переоценке запасов по отдельным участкам остались без изменения.

Вновь посчитанные балансовые запасы, утвержденные ЦКЗ Минтопэнерго РФ, на 1995 год составляют 125 049,7 тыс. тонн нефти, 70 556 млн.м<sup>3</sup> газа и 12 595 тыс. тонн конденсата.

### 3 Способы утилизации

Система сбора нефти и попутного газа в ОАО «Томскнефть» ВНК однетрубная, закрытого типа с замерными установками типа «Спутник».

На X месторождении нефть по выкидным линиям однетрубной системы сбора через замерные установки поступает на установку подготовки нефти (УПН) и на дожимную насосную станцию ДНС-2. Частично разгазированная нефть с ДНС-2 поступает на узел подключения УПН. Узел подключения - приемный коллектор диаметром 1020 мм, предназначается для усреднения состава нефти [3].

Решение о строительстве X газокompрессорной станции (ГКС) было продиктовано необходимостью выполнения лицензионных соглашений по части утилизации попутного газа. Поэтому решение в большей степени имело политическую окраску, чем экономическую. Кроме того, годы строительства пришлись, пожалуй, на самый сложный период экономики страны.

Эти обстоятельства не могли не сказаться на качестве проекта. Не всегда изначально принимались оптимальные решения, а те, что принимались, затем многократно корректировались и не всегда в лучшую сторону. Особенно наглядно это видно на примере жидкой составляющей попутного газа – нестабильном конденсате. Полученные из него стабильный конденсат и широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), основу которой составляют пропан и бутаны, являясь ценнейшим сырьем для нефтехимии и нефтепереработки, на промысле не находят квалифицированного использования. На различных этапах проектирования и строительства рассматривались варианты закачки ШФЛУ в пласт, сжигания с целью выработки электроэнергии и т.д. [4].

В последнее время, когда ГКС уже запущена, проект предусматривает откачку ШФЛУ по несуществующему трубопроводу, а стабильный конденсат, где более 80 % приходится на бензиновую фракцию, закачивается в нефтяную трубу по цене нефти. Поскольку трубопровода для транспорта ШФЛУ нет, то она сжигается на факеле, это не может не вызвать нареканий со стороны

контролирующих органов. С их позиций основная цель проекта не выполнена – факел, как горел , так и горит. Уменьшились лишь масштабы.

Важным обстоятельством является также то, что за почти 10 лет с момента принятия решения о строительстве многое изменилось, начиная от технологии и экономики, кончая составом сырья (попутного газа), поступающего на ЛГКС.

С учетом этого возникла необходимость критического пересмотра всех возможных технических решений по утилизации жидких продуктов ЛГКС и их экономической оценке. Ниже представлено краткое описание работы ЛГКС.

### **3.1 Описание работы X газокompрессорной станции**

Смесь сырьевого газа с 2-ой и 3-ей ступени УПН поступает на X компрессорную станцию по общему трубопроводу. Поток подается на слаг-кетчеры низкого давления (горизонтальные сепараторы), где происходит удаление свободных жидкостей, например, углеводородов и/или воды. Углеводороды и вода перекачиваются обратно в УПН при помощи насосов. Расход жидкости замеряется. Газ проходит фильтр-сепаратор, где твердые примеси или свободные жидкости коалесцируются и удаляются. Поток газа замеряется расходомером [3].

Газ I ступени сепарации с дожимной насосной станции (ДНС 2) поступает на компрессорную станцию при температуре не более 30°C и давлении 500 кПа. Поток газа проходит через слаг-кетчеры высокого давления, где происходит удаление свободных жидкостей, например, углеводородов и/или воды. Газ I ступени сепарации с УПН при аналогичных условиях поступает в слаг-кетчеры и отделяется от жидкости.

Минимальная температура сырьевого газа, подаваемого на компрессорную станцию, составляет 5°C.

Углеводороды и вода перекачиваются обратно в УПН при помощи насосов.

Потоки газа 1-й ступени сепарации с ДНС-2 и с УПН, исходящие из слагетчеров замеряются посредством отдельных расходомеров. Газовая смесь проходит через фильтр/сепаратор высокого давления, где происходит коалесцирование и удаление твердых примесей и свободных жидкостей.

Газ с фильтра-сепаратора поступает во всасывающий коллектор первой ступени основного компрессора. Из коллектора газ подается на первую ступень двух основных компрессоров.

Каждый компрессорный агрегат рассчитан на 50% общей проектной мощности компрессорной станции - 4,285 миллионов  $\text{нм}^3/\text{сут.}$  (1.499 млрд.  $\text{нм}^3/\text{год.}$ ). Схема прохождения потока является идентичной для всех компрессоров. Ниже приводится описание схемы потока для одного компрессорного агрегата [7].

Газовый поток после фильтра-сепаратора проходит через впускной скруббер основного компрессора, где происходит удаление свободных жидкостей, и поступает на первую ступень основного компрессора при  $33^\circ\text{C}$  и 165 кПа. На первой ступени происходит увеличение давления до 506 кПа. Компримированный газ при температуре поступает на первый промежуточный холодильник, где происходит выделение тепла компримирования.

Газ после фильтра-сепаратора высокого давления подается на вторую ступень двух основных компрессоров.

Газ из первого промежуточного холодильника при  $40^\circ\text{C}$  смешивается с газом из фильтра/сепаратора высокого давления.

Смешанный поток поступает при  $32^\circ\text{C}$  в первый промежуточный сепаратор, где удаляется свободная жидкость. Газ поступает на вторую ступень компримирования, где давление увеличивается до 1921 кПа. Компримированный во второй ступени газ поступает во второй промежуточный холодильник, где происходит отбор тепла компримирования.

Смешанный поток затем поступает во второй промежуточный сепаратор, где удаляется свободная жидкость. Газ поступает на третью ступень компримирования, где давление увеличивается до 6850 кПа.

Компримированный на третьей ступени газ при температуре 156°C поступает в выходной холодильник, где происходит отвод тепла компримирования.

Газ поступает в выходной сепаратор, где происходит удаление свободной жидкости. Компримированный газ из компрессорных агрегатов смешивается при 6800 кПа и 40°C до поступления в узел осушки с молекулярным ситом и узел отбензинивания газа.

В установке осушки газа на молекулярных ситах используется система из четырех контакторов, заполненная промышленным щелочным катализатором на основе синтетического алюмосиликата [8].

Компримированный газ после третьей ступени проходит через предварительный фильтр, где удаляются остатки жидкостей и твердых примесей. Поток газа разделяется до того, как поступает на два из четырех контакторов с молекулярными ситами в узле осушки. Осушка осуществляется по схеме нисходящего потока. Осушенный газ до поступления в узел отбензинивания смешивается и проходит через пылевой фильтр. Цикл адсорбции в каждом контакторе в режиме осушки составляет 12 часов.

Часть осушенного газа отбирается из потока, выходящего из для использования в качестве газа регенерации. Газ используется последовательно для охлаждения третьего контактора и нагрева четвертого контактора.

Для того чтобы компенсировать перепад давления в регенерационном контуре, газ компримируется при помощи газодувки газа регенерации. Регенерационный газ из газодувки попадает на контактор молекулярного сита, который находится в контуре цикла охлаждения. После контактора газ проходит через фильтр, который удаляет частицы пыли из газового потока. Далее газ проходит через нагреватель газа регенерации, который работает в непрерывном режиме. Нагретый газ из нагревателя попадает на контактор молекулярного сита, который находится в контуре цикла нагрева.

Горячий газ извлекает воду, задержанную в молекулярном сите в цикле осушки. Время цикла нагрева составляет 6 часов. После нагрева тот же самый



контактор молекулярного сита переключается в режим охлаждения. Время цикла охлаждения составляет 6 часов. Процесс регенерации осуществляется в восходящем потоке, а охлаждения - в нисходящем. Время регенерации каждого контактора составляет 6 часов.

Регенерационный газ, поступающий из контактора молекулярного сита во время цикла регенерации и нагрева, проходит через регенерационный пылевой фильтр и поступает в холодильник газа регенерации, где регенерационный газ охлаждается до 40°C, а содержащаяся в нем вода конденсируется. Сконденсированная вода отделяется от газа в скруббере газа регенерации. Охлажденный регенерационный газ возвращается на предварительный фильтр.

После сушки газ компримируется и охлаждается за счет теплообмена с холодным газом и жидкостями с последующим охлаждением за счет расширения для того, чтобы обеспечить точку росы по углеводородам минус 5°C летом и минус 10 °C зимой.

Необходимая точка росы достигается следующим образом. Поток газа из системы осушки разделяется и компримируется в компрессорной части двух компрессоров-детандеров до давления 7425 кПа. Один компрессор-детандер будет рабочим, а другой - резервным при производительности одной установки до 2.285 млн. м<sup>3</sup>/сут. При работе обеих установок производительность будет соответственно выше. Выходной продукт компрессора подается в холодильник компрессора-детандера, где газ охлаждается до 40°C.

Поток газа из холодильника компрессора-детандера разделяется и затем охлаждается посредством перекрестного теплообмена в трех кожухотрубных теплообменниках. Основная часть потока газа охлаждается в теплообменнике типа "газ-газ".

Потоки газа из теплообменников смешиваются и проходят через входной сепаратор детандера. Свободные жидкости удаляются через клапан регулировки уровня и частично испаряются.

Газ выходит из входного сепаратора детандера при давлении 7265 кПа и температуре минус 0,6°C и проходит через детандерную часть компрессора-детандера. При этом давление и температура понижаются до 5660 кПа и минус 12,7°C.

Конденсированные жидкости удаляются через клапан регулировки уровня в холодном сепараторе и частично испаряются. Получаемый двухфазовый поток смешивается с двухфазовым потоком из входного сепаратора детандера, затем нагревается до 10°C в теплообменнике. Затем двухфазовый поток поступает в сепаратор ректификационной колонны.

Товарный газ из холодного сепаратора, нагревается в теплообменнике "газ-газ" до 34°C и замеряется на блоке коммерческого учета сухого газа перед поступлением в газопровод товарного газа при давлении 5500 кПа.

Двухфазовый поток, поступающий в сепаратор ректификационной колонны, сепарируется при давлении 2325 кПа и 10°C. Газ из V-635 нагревается до 34°C в теплообменнике отходящего газа, затем смешивается с верхней газовой фракцией из накопительной емкости орошения ректификационной колонны и возвращается в качестве оборотного газа на вторую ступень компримирования либо используется как топливный газ.

Газоконденсат нагревается в трубах теплообменника теплом тяжелых фракций ректификационной колонны, а затем подается в ректификационную колонну.

Ректификационная колонна сжиженного нефтяного газа представляет собой 18-тарельчатую колонну, которая работает при температуре 180°C и давлении 2150 кПа в основании колонны. Котел с нагревом от органического теплоносителя (горячее масло) используется в качестве ребойлера ректификационной колонны сжиженного нефтяного газа для получения десорбционных паров.

Газ из верхней части колонны частично конденсируется при температуре 50°C в холодильнике накопительной емкости орошения ректификационной

колонны сжиженного нефтяного газа. Выходящий из холодильника двухфазный поток сепарируется в накопительной емкости орошения ректификационной колонны сжиженного нефтяного газа при 2105 кПа. Поток газа смешивается с газом из сепаратора ректификационной колонны. После нагрева в теплообменнике, газ используется либо как турбинное топливо, либо возвращается на третью стадию компримирования.

Флегма из накопительной емкости орошения ректификационной колонны сжиженного нефтяного газа возвращается в колонну при помощи насосов орошения ректификационной колонны.

Во время пускового периода сжиженная фракция  $C_3 - C_4$  насосами откачивается в испарительную емкость сжиженного газа (СГ), для подачи в газовом виде на факел.

После завершения пускового периода сжиженная фракция  $C_3 - C_4$  будет удаляться из колонны со специальной тарелки, расположенной под третьей тарелкой, и направляться в уравнительную емкость СГ. Из этой емкости продукт  $C_3 - C_4$  будет откачиваться к границе установки. Часть продукта при регулировании потока будет подаваться из уравнительной емкости СГ на внутреннее орошение колонны.

Кубовым продуктом колонны являются фракции  $C_5$  и выше с упругостью паров менее 101 кПа (абсолютное) при температуре 38°C. Фракции  $C_5$  и выше из ребойлера ректификационной колонны сжиженного нефтяного газа, охлаждаются до 30°C в теплообменнике, замеряются и возвращаются в УПН для смешивания с сырой нефтью.

Во время пускового периода жидкая фракция  $C_3 - C_4$  из накопительной емкости орошения ректификационной колонны сжиженного нефтяного газа насосами подается в испарительную емкость, где давление снижается до 480 кПа. Предусмотрена также возможность подачи в испарительную емкость сжиженной фракции  $C_3 - C_4$  бустерными насосами после холодильника трубопровода.

При давлении 480 кПа часть жидкости переходит в паровую фазу. Остаток жидкости испаряется в испарителе сжиженного нефтяного газа термосифонного типа, где в качестве теплоносителя используется горячее масло. Температура теплоносителя регулируется соотношением циркулирующего масла, перекачиваемого циркуляционным насосом к подпитывающему горячему маслу. Контроль температуры необходим, чтобы поддерживать скорость испарения внутри теплообменника в рамках приемлемых температур. Образующиеся газообразные углеводороды направляются далее в отдельный факельный коллектор СГ [2].

Блок-схема X газокompрессорной станции представлен на рисунке 1.

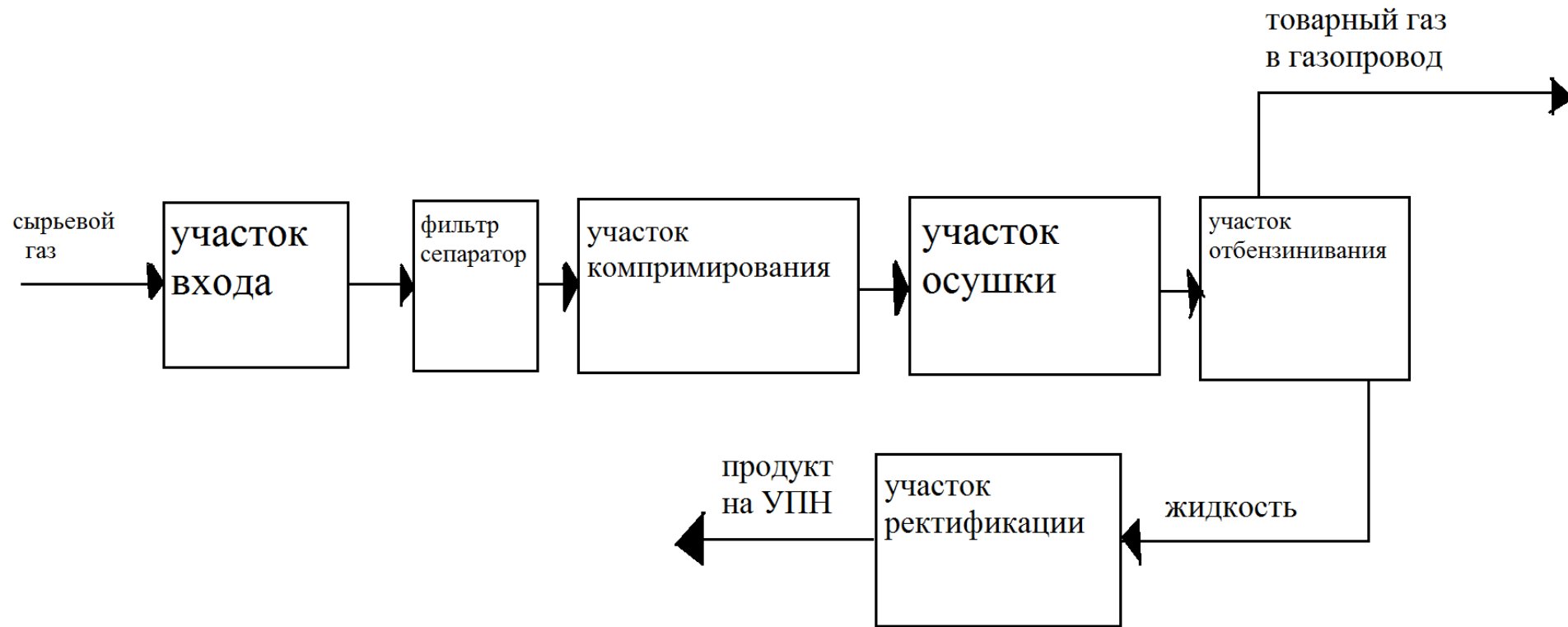


Рисунок 1 - Блок-схема X газокompрессорной станции

Таблица 2 - Материальный баланс X ГКС (1 сутки)

Наименование потока	В работе 1 компрессор	В работе 2 компрессора
Суммарный газ на входе станции	2.285 млн. нм <sup>3</sup> /сут.	4.285 млн. нм <sup>3</sup> /сут.
Товарный газ	2.149 млн. нм <sup>3</sup> /сут.	4.030 млн. нм <sup>3</sup> /сут.
Сжиженный газ	173.228 нм <sup>3</sup> /сут. 84.847 тн/сут.	324.822 нм <sup>3</sup> /сут. 159.097 тн/сут.
Продукт C <sub>5</sub> +	71.107 нм <sup>3</sup> /сут. 45.207 тн/сут.	133.333 нм <sup>3</sup> /сут. 84.768 тн/сут.

Таблица 3 – Материальный баланс X ГКС за месяц (30 суток)

Наименование потока	В работе 1 компрессор	В работе 2 компрессора
Суммарный газ на входе станции	68.55 млн. нм <sup>3</sup> /мес.	128.55 млн. нм <sup>3</sup> /мес.
Товарный газ	64.47 млн. нм <sup>3</sup> /мес.	120.9 млн. нм <sup>3</sup> /мес.
Сжиженный газ	5.197 тыс. нм <sup>3</sup> /мес. 2.545 тыс. тн/мес.	9.745 тыс. нм <sup>3</sup> /мес. 4.773 тыс. тн/мес.
Продукт C <sub>5</sub> +	2.133 тыс. нм <sup>3</sup> /мес. 1.356 тыс. тн/мес.	3.999 тыс. нм <sup>3</sup> /мес. 2.543 тыс. тн/мес.

Таблица 4 - Годовой баланс X ГКС за год (350 суток)

Наименование потока	В работе 1 компрессор	В работе 2 компрессора
Суммарный газ на входе станции	799.75 млн. нм <sup>3</sup> /год.	1.499 млрд. нм <sup>3</sup> /год.
Товарный газ	752.15 млн. нм <sup>3</sup> /год.	1.411 млрд. нм <sup>3</sup> /год.
Сжиженный газ	60.630 тыс. нм <sup>3</sup> /год. 29.697 тыс. тн/год.	113.688 тыс. нм <sup>3</sup> /год. 55.684 тыс. тн/год.
Продукт C <sub>5</sub> +	24.888 тыс. нм <sup>3</sup> /год. 15.822 тыс. тн/год.	46.667 тыс. нм <sup>3</sup> /год. 29.669 тыс. тн/год.

На основании системы сбора нефти, подготовки, транспортировки и использования газа на X месторождении и анализа текущего состояния разработки месторождения можно произвести прогноз работы X газокompрессорной станции.

Балансовые запасы газа утвержденные ЦКЗ Минтопэнерго РФ, составляли на 1995 год 70 556 млн.м<sup>3</sup>. Учитывая показатели разработки (таблица 2) с 1995 года добыча газа составила 2 592,6 млн., откуда запасы газа составляют 67 963,4 млн.м<sup>3</sup>.

Материальный баланс X ГКС представлен в таблице 3.

Ежегодно берется расход газа на печи ПТБ 2(3) - 2 592 000 м<sup>3</sup>/год и котельную - 1 599 840 м<sup>3</sup>/год (в сумме 4,192 млн. м<sup>3</sup>/год) (таблица 4).

Максимальная производительность Компрессорной Станции на входе составляет 4.285 млн. кубометров в сутки. Поток сырьевого газа складывается из четырех различных потоков, представленных в таблице 5.

Таблица 5 – Поток сырьевого газа из 4 источников

Газ ДНС-2	1.2855 млн. м <sup>3</sup> /сут.
Газ 1-й ступени УПН	1.9495 млн. м <sup>3</sup> /сут.
Газ 2-й ступени УПН	0.75 млн. м <sup>3</sup> /сут.
Газ 3-й ступени УПН	0.30 млн. м <sup>3</sup> /сут.

Режим эксплуатации станции - непрерывный на протяжении круглого года. Число рабочих дней за год - 350.

При работе станции по регламенту без остановов, кроме запланированных на текущий ремонт и обслуживание, балансовых запасов газа хватит на 45 лет эксплуатации. Также в лаборатории были проведены анализы сырьевого газа (таблица 6) и состав сухого газа (таблица 7), производимого станцией.

Таблица 6 - Состав сырьевого газа

<p>1. Наименование пробы: <b>Газ сырьевой</b></p> <p>3. Условия отбора: ГОСТ 18917-82, P= 0,45 МПа, T= 5,0°C</p> <p>4. Место отбора пробы: ОАО «Томскнефть» ВНК, ЛГКС, <b>F-430 вых.</b></p> <p>6. Шифр пробы: 272</p> <p>7. Заявитель: ЦП и КГ ГКС</p> <p>8. Основание на проведение испытаний: техническое задание</p>				
Наименование компонента	Ед. измерения	НД на метод испытания	Результат испытания	Погрешность измерения
Метан (CH <sub>4</sub> )	% об.	ГОСТ 23781-87	89,46	±0,14
Этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	% об.	ГОСТ 23781-87	3,19	±0,03
Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	% об.	ГОСТ 23781-87	2,26	±0,03
Изо-Бутан (i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	% об.	ГОСТ 23781-87	0,56	±0,014
Бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	% об.	ГОСТ 23781-87	0,84	±0,014
Изо-Пентан (i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	% об.	ГОСТ 23781-87	0,28	±0,014
Пентан (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	% об.	ГОСТ 23781-87	0,30	±0,014
Гексаны (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	% об.	ГОСТ 23781-87	0,38	±0,014
Гептаны (C <sub>7</sub> H <sub>16</sub> )	% об.	ГОСТ 23781-87	0,22	±0,014
Углерода диоксид (CO <sub>2</sub> )	% об.	ГОСТ 23781-87	0,66	±0,014
Азот (N <sub>2</sub> )	% об.	ГОСТ 23781-87	1,84	±0,03
Кислород (O <sub>2</sub> )	% об.	ГОСТ 23781-87	0,01	±0,007
Углеводороды (C <sub>3</sub> и выше)	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 23781-87	117,699	
Углеводороды (C <sub>5</sub> и выше)	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 23781-87	40,390	
Плотность при 20°C; 101,325 кПа (расчетная)	кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22667-82	0,790	-
Теплота сгорания низшая при 20°C; 101,325 кПа	ккал/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22667-82	8882	12,44



Таблица 7 - Состав сухого газа

1. Наименование пробы: <b>Газ сухой отбензиновый</b>					
3. Условия отбора: ГОСТ 18917-82, P = 4,34 МПа, T = 23,0 °C					
4. Место отбора пробы: ОАО «Томскнефть» ВНК, ГКС, СК - 625					
6. Шифр пробы: 303					
7. Заявитель: ЦП и КГ ГКС					
8. Основание на проведение испытаний: техническое задание на проведение испытаний на соответствие ОСТ 51.40-93					
Наименование компонента	Ед.изме рения	НД на метод испытания	Результат испытания	Погрешность измерения	Норма по НД
Кислород (O <sub>2</sub> )	% об.	ГОСТ 23781-87	0,01	±0,007	не более 1,0
Сероводород (H <sub>2</sub> S)	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.2-97	0,00033	±0,0003	не более 0,007
Меркаптаны (RSH)	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.2-97	менее 0,0002	±0,0003	не более 0,016
Мехпримеси	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.4-77	отсутствие	±0,0007	не более 0,001
Точка росы по влаге	°C	ГОСТ 20060-83	-69,0	-	не выше - 20°C
Точка росы по углеводородам*	°C		-20,6	-	не выше - 10°C
Теплота сгорания низшая при 20 °C и 101,325 кПа	ккал/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22667-82	8600,452	12,0406	не менее 7757
Метан (CH <sub>4</sub> )	% об.	ГОСТ 23781-87	90,00	±0,14	
Этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	% об.	ГОСТ 23781-87	3,46	±0,03	
Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	% об.	ГОСТ 23781-87	2,34	±0,03	
Изо-Бутан (i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	% об.	ГОСТ 23781-87	0,52	±0,014	
Бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	% об.	ГОСТ 23781-87	0,73	±0,014	
Изо-Пентан (i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	% об.	ГОСТ 23781-87	0,14	±0,014	
Пентан (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	% об.	ГОСТ 23781-87	0,12	±0,007	
Гексаны (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	% об.	ГОСТ 23781-87	0,03	±0,007	
Углерода диоксид (CO <sub>2</sub> )	% об.	ГОСТ 23781-87	0,70	±0,014	
Азот (N <sub>2</sub> )	% об.	ГОСТ 23781-87	1,96	±0,03	
Углеводороды (C <sub>3</sub> и выше)	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 23781-87	82,130	-	
Углеводороды (C <sub>5</sub> и выше)	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 23781-87	8,870	-	
Плотность газа (пикнометр)	кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ 17310-02	0,764	±0,004	

## 4 Варианты использования фракции ПБФ на ГКС

В настоящее время из товарной продукции ГКС находит применение только сухой газ, который сдается в газопровод. Конденсат возвращается на УПН. ПБФ сжигается на факеле ГКС. Существует ряд технических решений, позволяющих расширить области применения товарной продукции, выпускаемой на ГКС. Варианты использования сырьевого газа представлены на рисунке 2.

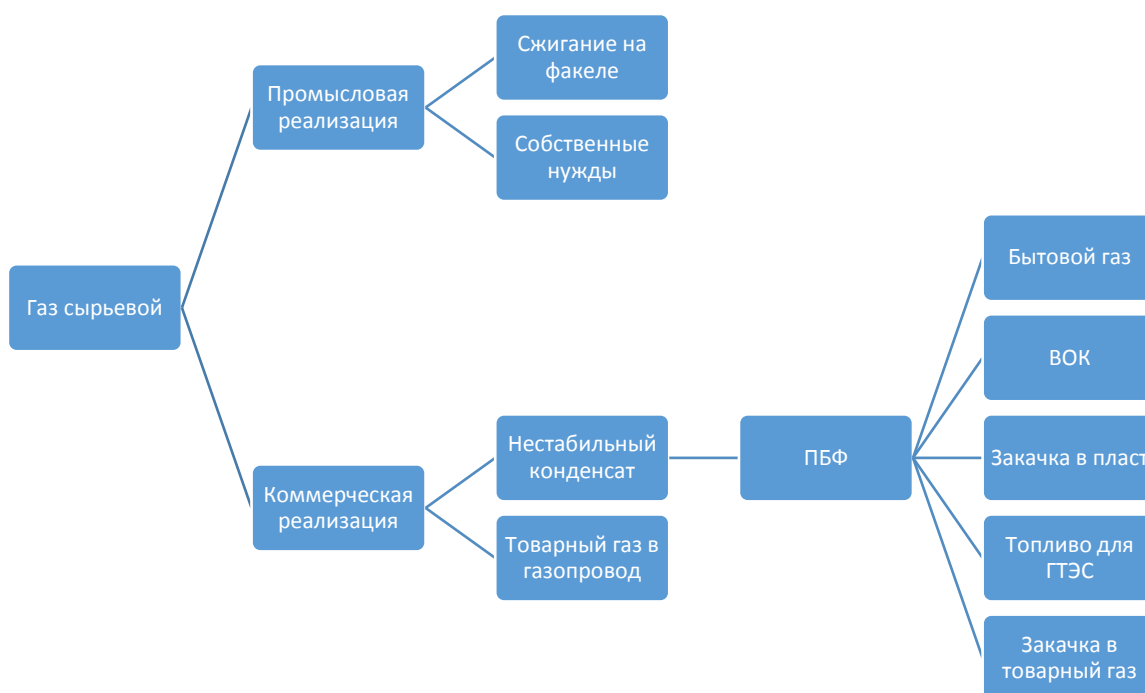


Рисунок 2 - Варианты использования сырьевого газа газокompрессорной станции

### 4.1 Закачка в сухой газ

Этот способ используется на Х ГKM. Для этого создана установка закачки ШФЛУ в газопровод. В ее состав входят следующие сооружения:

- технологические емкости ШФЛУ, обеспечивающие прием и хранение ШФЛУ;
- технологическая насосная, которая предназначена для закачки ШФЛУ в газопровод и обеспечивающая внутрипарковые перекачки;

- площадка переключающей арматуры, предназначенная для дистанционного отключения технологических емкостей от насосной и переключения емкостей и насосов;
- площадка дренажных емкостей;
- система автоматизации и сигнализации, тепло-, водо- и энергоснабжения.

Основным лимитирующим показателем варианта с закачкой может явиться значение точки росы по углеводородам. Этот показатель определяет условия транспорта углеводородного газа в однофазном состоянии. Для газов, в которых содержание углеводородов C<sub>5+</sub> не превышает 1,0 г/м<sup>3</sup>, точка росы по углеводородам вообще не нормируется. В других случаях этот показатель для нашего климатического района, согласно ОСТ 51.40-93, должен быть не выше минус 5 °С (с 01.05. по 30.09) или минус 10 °С (с 01.10. по 30.04).

Проведенные нами расчеты показали, что при закачке всего получаемого ШФЛУ ГКС и товарного газа в газопровод при соотношении и составе, представленном в материальном балансе (95,6 мас.% товарного газа и 4,4 мас.%

ШФЛУ), для сдачи на узле учета ЛГКС (35 кг/см<sup>2</sup>, 30 °С) точка росы составляет минус 1,9 °С.

Анализ режимных листов по ГКС показал, что температура на узле учета товарного газа ЛГКС может изменяться от 32 до 44 °С, давление при этом практически не меняется.

Кроме того, при сдаче в Парабеле давление на 169 км, по данным диспетчерской службы ТрансГаза, находится на уровне 34-35 кг/см<sup>2</sup>, температура меняется от 0 °С зимой до 5-8 °С летом. При сдаче на этом коммерческом узле учета точка росы будет составлять минус 2,1 °С.

Таким образом, закачка в сухой газ такого состава фракции C<sub>3</sub>-C<sub>4</sub> в соотношении, согласно выходу продуктов, невозможна.

Но это справедливо только при таком «плохом» составе сухого газа, т.е. когда в нем так много C<sub>5+</sub> (12г/м<sup>3</sup>).

Для определения оптимального соотношения товарный газ /ШФЛУ для закачки в газопровод нами рассмотрены смеси различного состава и проведен расчет точки росы по углеводородам. Данные приведены в таблице 8.

Из нее следует, что при современном состоянии подготовки газа на ГКС максимальное количество ШФЛУ, которое может быть одновременно с товарным газом закачено в газопровод без создания дополнительного емкостного парка ШФЛУ составляет 1,5-1 масс. % от товарного газа.

Таблица 8 - Расчет точки росы для смесей ШФЛУ и товарного газа

Компонент	Состав газа, масс.%/ Соотношение товарный газ : ШФЛУ					
	95,6:4,4	97:3	98:2	98,5 : 1,5	99:1	ТГ ЛГКС
CH <sub>4</sub>	73,89	74,93	75,71	76,09	76,48	77,25
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	5,75	5,81	5,85	5,87	5,88	5,93
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	6,07	5,91	5,79	5,73	5,67	5,55
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	2,42	2,21	2,06	1,98	1,91	1,76
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	3,66	3,28	2,99	2,85	2,70	2,42
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,33	1,15	1,01	0,94	0,88	0,74
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,15	0,97	0,84	0,78	0,71	0,58
i-C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,32	0,28	0,25	0,23	0,22	0,19
n-C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,13	0,12	0,11	0,10	0,09	0,09
i-C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05
n-C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	Сл.	0,01	0,02	0,02	0,01	Сл.
N <sub>2</sub>	3,02	3,11	3,15	3,16	3,18	3,21
CO <sub>2</sub>	2,19	2,16	2,16	2,19	2,21	2,23
C <sub>3+в</sub>	15,15	13,99	13,13	12,69	12,25	
C <sub>5+в</sub>	3,00	2,59	2,29	2,13	1,97	
Точка росы по УВ на узле учета ЛГКС	-1,9	-5,5	- 8,3	-10,0	-11,6	-15,2
Точка росы по УВ на коммерческом узле учета (Парабель)	-2,1	-5,7	-8,6	-10,2	- 11,9	-15,1

Для сравнения нами были проанализированы данные по подготовке и закачке газа и ШФЛУ X месторождений (таблица 9). На месторождениях ОАО «Газпром» используется более глубокое выделение тяжелых гомологов из товарного газа – температура сепарации минус 33°С на X месторождении и минус 26(27)°С на Северо-Васюганском. Это приводит к тому ,что количество фракции C5+ в товарном газе не превышает 3г/л.

На ЛГКС низкотемпературная сепарация ведется при минус 10 : 12 °С , количество C5+ в товарном газе остается в 4 раза больше (12 г/л). В результате точка росы по УВ сухого товарного газа ЛГКС составляет минус 15 (17) °С. В то время , как точка росы по УВ X товарного газа (без ШФЛУ) находится на уровне –28 °С, то есть имеется возможность закачки большего количества ШФЛУ ( содержание C<sub>5+</sub> в товарном газе не превышает 1 г/м<sup>3</sup>).

Таблица 9 - Закачка ШФЛУ в подготовленный газ месторождений ОАО «Востокгазпром»

Месторождение	C <sub>5+</sub> ,г/м <sup>3</sup> (среднее)	Суточная закачка ШФЛУ,м <sup>3</sup>	ШФЛУ/газ, Масс.%	Точка росы по УВ, °С
X	0,9	0	Сухой газ	-28
X	2,61	597 -ШФЛУ 10,4млн.-газ	3,7: 96,7	-14
Y	2,02	193 -ШФЛУ 1,16млн.-газ	10: 90	-10,3
ГКС				
Газ от 19.10	12,75	0		-15,1
газ от 06.11.	12,02	0		-17,8

Таким образом, закачка ШФЛУ в газопровод вместе с товарный газом на ГКС технически осуществима.

При сегодняшнем качестве подготовки товарного газа количество закачиваемого ШФЛУ не может быть больше 1,5% (по массе к товарному газу). В дальнейшем , можно предусмотреть изменение режима сепарации (понижение температуры до минус 20°С) , что скажется на качества товарного газа (содержание C5+) и позволит а увеличить количество закачиваемого ШФЛУ в товарный газ.

## 4.2 Закачка в пласт

При отсутствии потребителя фракции  $C_3-C_4$  практикуется ее закачка в пласт. Для этого существуют установки закачки. Они предназначены для приема, хранения и закачки ШФЛУ через нагнетательные скважины в продуктивный горизонт месторождения. В состав установки обычно входят:

- склад для приема и хранения ШФЛУ (объем склада соответствует суточному объему ШФЛУ);
  - здание переключающей арматуры;
  - технологическая насосная (насосы служат для закачки ШФЛУ в пласт и для внутрипарковых перекачек);
  - площадка дренажных емкостей;
  - площадка факельного сепаратора;
  - факел;
  - реципиентная станция (состоит из склада азота и узла управления. Азот используется для предотвращения падения давления в резервуарах, передавливания ШФЛУ из дренажной емкости, сдувок сжиженного газа из резервуаров на факел, продувки оборудования);
  - операторная;
  - трансформаторная подстанция;
  - система трубопроводов, связывающих площадку ШФЛУ с нагнетательными скважинами.

ШФЛУ с установки по трубопроводу, проложенному в земле, поступает в здание переключающей арматуры, где распределяется по резервуарам. Из резервуаров ШФЛУ насосом откачивается в одну из нагнетательных скважин. Предусмотрена возможность перекачки ШФЛУ из резервуара в резервуар насосами внутренней перекачки. Выделяющиеся при хранении газы отводятся на собственный факел через факельный сепаратор. Сбросы с предохранительных клапанов резервуаров ведутся через факельный сепаратор на факел. Во

избежание падения давления в резервуарах в зимнее время и для поддержания температуры ШФЛУ не ниже + 10°C предусмотрен подвод тепла.

Для закачки ШФЛУ в пласт используется герметичный насос высокого давления ( 25 МПа).

Конечно, этот вариант технически не сложен и часто используется , но в этом случае ценное химическое сырье –ШФЛУ- не находит должного применения.

### **4.3 Сжигание на факеле**

Этот вариант чаще всего реализуется на практике. Предусмотрен он и в технологии работы ГКС.

В мировой практике производителями для уменьшения объемов сжигания нефтяного газа часто реализуется система экспоненциального возрастания размера санкций по отношению к объему сжигаемого газа. В Норвегии, например, этот вопрос решается просто . Ставка экологического налога в пересчете на валютный курс составляет 120 долл./тыс.м3. В России размер ставок существенно ниже.

В США, по информации журнала «Нефть России», законом запрещено сжигание более 3% газовых ресурсов, в противном случае контролирующие органы приостанавливают эксплуатацию скважины.

У нас же, согласно Федеральному закону от 29 мая 2002 г за № 57-ФЗ в Налоговый кодекс РФ введена поправка , согласно которой « налогообложение производится по налоговой ставке 0 процентов при добыче попутного газа». Таким образом, остаются только чисто символические экологические штрафы за сжигание попутного газа.

### **4.4 Выработка электроэнергии**

Известно, что прибыль от использования газа прямо пропорциональна глубине его переработки. Поэтому использование его как энергоносителя в электроэнергетике не самое эффективное направление.



В России тем не менее использование газа в качестве топлива электростанций имеет смысл особенно в отдаленных районах, на небольших месторождениях со слабо развитой энергообеспечивающей инфраструктурой.

Динамика потребляемой электроэнергии для Лугинецкого месторождения и близлежащих объектов ОАО «Томскнефть» ВНК до 2005 года представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Потребность в электроэнергии ОАО «Томскнефть» (тыс. кВт часов)

НГДУ	2002	2003	2004	2005
«Стрежевойнефть»	665500	665054	637174	638074
«Васюганнефть»	302506	381867	387781	412334
«Лугинецкнефть»	90000	91200	93000	96000

Вариант с выработкой электроэнергии на основе ШФЛУ ЛГКС предусматривался при оценке вариантов разработки X НГКМ. Исходя из объема топлива (72 тыс.т/год ШФЛУ при работе двух компрессоров на ГКС) к установке может быть принято 2 газотурбинного генератора типа ГТГ-16, установленной мощностью 16,9 Мвт.

Площадка электростанции благоустраивается и оснащается необходимыми инженерными зданиями, сооружениями и сетями. Площадь застройки составляет 2-3 га.

При работе электростанции часть произведенной мощности планируется использовать непосредственно на X месторождении, другую часть передавать на объекты ОАО «Томскнефть ВНК». Избыток мощности продавать сторонним потребителям, согласовав этот вопрос с «Томскэнерго».

Следует обратить внимание, что ШФЛУ может являться топливом электроагрегатов и теплоагрегатов (ГПЭА и ГПТЭА) с поршневыми

двигателями, на базе которых создаются электро- и теплостанции для «малой энергетики».

ГПЭА и ГПТЭА особенно привлекательны в период освоения месторождений при отсутствии линий электропередач, в отдаленных районах. Основные технические показатели таких выпускаемых отечественных электростанций для малой энергетики представлены в таблице 11. По данным производителей, агрегаты и станции окупаются за 1,5-2 года.

Таблица 11 - Технические характеристики электростанций для «малой» энергетики

	Наименование показателей	Мощность электростанций (кВт)										
1.	Номинальная электрическая мощность	кВт	8	16	30	100	200	500	630	800	1000	1500
2.	Напряжение	В	400	400	400	400	400	400	400	400	6300	6300
3.	Номинальная частота вращения	мин. <sup>-1</sup>	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1000	1000
4.	Расход газа	м <sup>3</sup> /час	5	10	18	35	70	175	220	280	350	525
5.	Минимальное давление газа	атм	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
6.	Электрический КПД станций	%	30	30	30	35	35	35	35	35	35	35
7.	Габаритные размеры	м	1.5·0.9·1.5	0.6·1.0·1.5	2.2·1.0·1.6	2.8·1.2·1.6	3.4·1.2·1.6	4.8·1.6·2.2	4.8·1.6·2.2	4.8·1.6·2.2	5.5·1.6·2.3	6.0·1.8·3.0
8.	Масса	кг	500	700	900	2700	3600	9500	10000	14000	18000	26000
9.	Ресурс	час	20000	20000	20000	30000	30000	40000	40000	40000	60000	60000
10	Расход масла	Г/кВт.ч	1.13	1.13	1.13	2.0	2.0	1.54	1.54	1.54	1.4	1.4
11	Система охлаждения		Воздушное-	Воздушное	Воздушное	Жидк. радиатор	Жидк. радиатор	Жидк. радиатор	Жидк. радиатор	Жидк. радиатор	Жидк. радиатор	Жидк. радиатор.

#### 4.5 Получение бытового газа

Производимая фракция C<sub>3</sub>-C<sub>4</sub> (ШФЛУ) соответствует ГОСТ 20448-90 и может быть использована в коммунально-бытовых целях .

Для этого на ГКС должен быть создан газонаполнительный пункт. В него входят: отделение наполнения баллонов сжиженным газом (заправочный микропост), склад хранения баллонов, заправочный островок для налива сжиженного газа в автоцистерны.

Для перевозки сжиженного газа обычно используются пропановозы 16 м<sup>3</sup>, контейнеры –цистерны КЦ –25/2.0 вместимостью 25 м<sup>3</sup>. Последние наиболее удобны, так как снабжены рамами и могут устанавливаться друг на друга при транспортировке. Технические данные пропановоза представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Технические данные пропановоза 16 м<sup>3</sup>

Вместимость, л	25 000
Конструкция рамы, мм:	
Длина	6058
Ширина	2438
Высота	2591
Масса, кг	
- максимальная, брутто	24000
- тары	9600
- полезная нагрузка	14400
Давление, Мпа:	
- рабочее	2,04
- испытательное	3,06
Температура, °С	Минус 50+60
Материал цистерны	Низколегированная сталь 09Г2С14

По имеющейся у нас информации такой газонаполнительный пункт с использованием контейнеров-цистерн планируется создать на X месторождении.

В газонаполнительном пункте предусматривается возможность заполнения бытовых баллонов, не только цистерн и пропановозов.

Консорциум «Моторгаз» предлагает на рынке услуги по проектированию и продаже оборудования заправки бытовых баллонов, автоцистерн. В частности ими разработан заправочный микропост УНБН-1. Технические характеристики установки представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Технические характеристики установки микропост УНБН – 1

- Емкость баллонов, л	50
-Производительность баллонов в час	35
- Рабочее давление, Мпа:	
в коллекторе паровой фазы	0,15-0,2
в коллекторе жидкой фазы	1,2-1,6
Масса установки, кг	170
Габаритные размеры, мм	1665 * 700* 1770

Установку можно монтировать из 2-3 секций.

Таким образом, в случае использования ШФЛУ в качестве бытового газа и создания газонаполнительного пункта на X встает вопрос о транспортной схеме реализации этого газа.

Нами рассматривается 2 варианта:

- все количество полученного ШФЛУ отправляется в Томск пропановозами или контейнерами –цистернами зимой , летом по реке до Каргаска, а далее по автомобильной дороге,
- часть (43,6 тыс.м3) отправляется в район Кедрового с поселками, остальное реализуется в Томске.

#### **4.6 Получение моторного топлива**

При сравнении составов получаемой в настоящее время фракции  $C_3-C_4$  и сжиженных газов, предназначенных для использования в качестве моторного топлива (ГОСТ 27578-87), видно, что продукт ГКС не проходит по основному показателю – количеству пропана значительно меньше.

В принципе, этот вопрос может быть решен подбором технологических режимов разделения газовой смеси. Имеющиеся на рынке программные продукты (например, Хайсис фирмы Хайпротэк) позволяют провести оптимизацию колонны и подобрать нужные технологические параметры.

#### **4.7 Синтез высокооктановых компонентов**

Существует и другой путь использования ШФЛУ в качестве моторного топлива – каталитическое превращение фракции  $C_3-C_4$  с получением высокооктановых компонентов (ВОК) или товарных бензинов (таблица 14).

Таблица 14 - Возможные варианты каталитического превращения С3-С4

Организация-разработчик	САПР-Нефтехим, г.Москва	НПО «Ленар», г.Санкт-Петербург	КТИ «Цеосит», г.Новосибирск	ВЗАО «Химмашэкспорт»,г.Москва
Процесс	Получение ВОК ароматических углеводородов или товарных бензинов	Получение ВОК ароматических углеводородов или товарных бензинов	Высокотемпературная газофазная каталитическая переработка ШФЛУ в топливныйгази ароматические углеводороды.	Получение ВОК ароматических углеводородов или товарных бензинов
Название процесса	Риформинг газов	Алифар	Переработка ШФЛУ	Протоген
Степень превращения	80-95%	В зависимости от варианта технологии	Более 80%.	До 70%
Катализатор	На основе кремнеземного цеолита	Сферический цеолитсодержащий, промотированный металлом	Цеолит-содержащий с металлическим компонентом	Цеолит-содержащий
Изготовитель катализатора	Отечественный	Импортный	Отечественный	Отечественный
Наличие пилотной установки	Есть	Пилотная установка проработала 4 года, в том числе 1,5 года	Нет	Есть
Производительность промышленной установки	100 тыс.т/год по сырью	100 тыс.т/год по сырью	100 тыс.т/год по сырью	100 тыс.т/год по сырью
Степень готовности проекта	Проведены пилотные испытания	100% готовность выполнения проекта	Лабораторный уровень	100% готовность выполнения проекта
Проектирование	6мес.	-	7-9 месяцев	-
Изготовление,монтаж	9-12 месяцев	-	14 месяцев	-
Итого	1,5 года/ 7-10 млн.\$	3 года /15-17 млн.\$	2,5 года/ 6,5-7,5 млн.\$	1,5 года/10 млн.\$

Ряд отечественных фирм предлагают свои разработанные технологии. Все фирмы используют модификации цеолит-содержащего катализатора. Степень готовности проектов у всех разная. Наиболее активно в последнее время с Заказчиками работает консорциум ВЗАО «Химмашэкспорт» и «Вико-Консалтинг». Они предлагают целый набор установок по переработке нефтяного газа различных ступеней сепарации в высокооктановые компоненты. Специалистами этой фирмы в 1999 г. успешно внедрена на НПЗ «MAZEIKIU NAFTA» (г.Мажейкяй, Литва) установка на основе блоков и модулей «Протоген» для переработки олефинсодержащих сжиженных газов  $C_3-C_4$ , содержащихся в отходящих газах каталитического крекинга, в высокооктановые бензины Аи-92. [9]

Принципиальная технологическая схема модуля «Протоген» для переработки ШФЛУ представлена на рисунке 3.

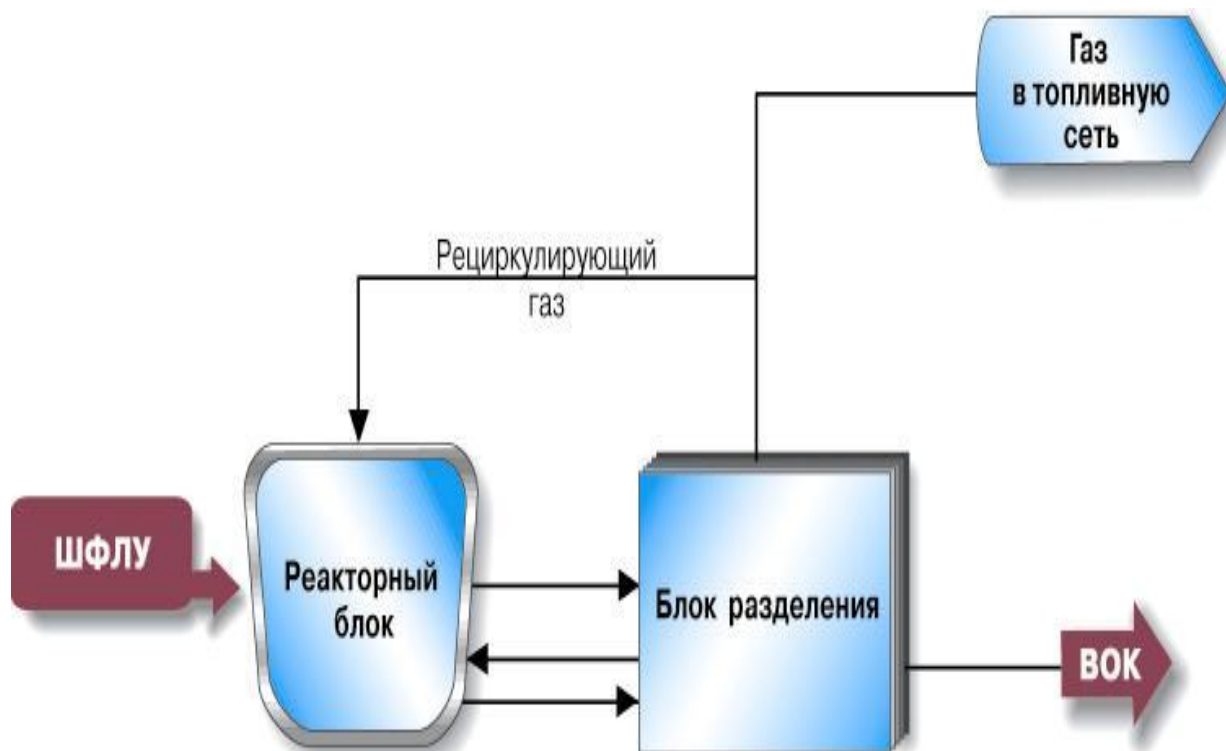


Рисунок 3 - Схема переработки ШФЛУ в концентрат высокооктановых компонентов (ВОК)



Фракция  $C_3-C_4$  поступает в реакторный блок, где при давлении 0,8-1,8 МПа и температуре до 590 °С идет процесс ароматизации на цеолитсодержащих катализаторах .Охлажденный после реактора реакционный поток поступает в блок разделения, где производится выделение и стабилизация жидкого продукта (ВОК). Газовый поток частично выводится из системы, а частично . В дальнейшем ВОК может быть разделен ( рисунок 4 ).

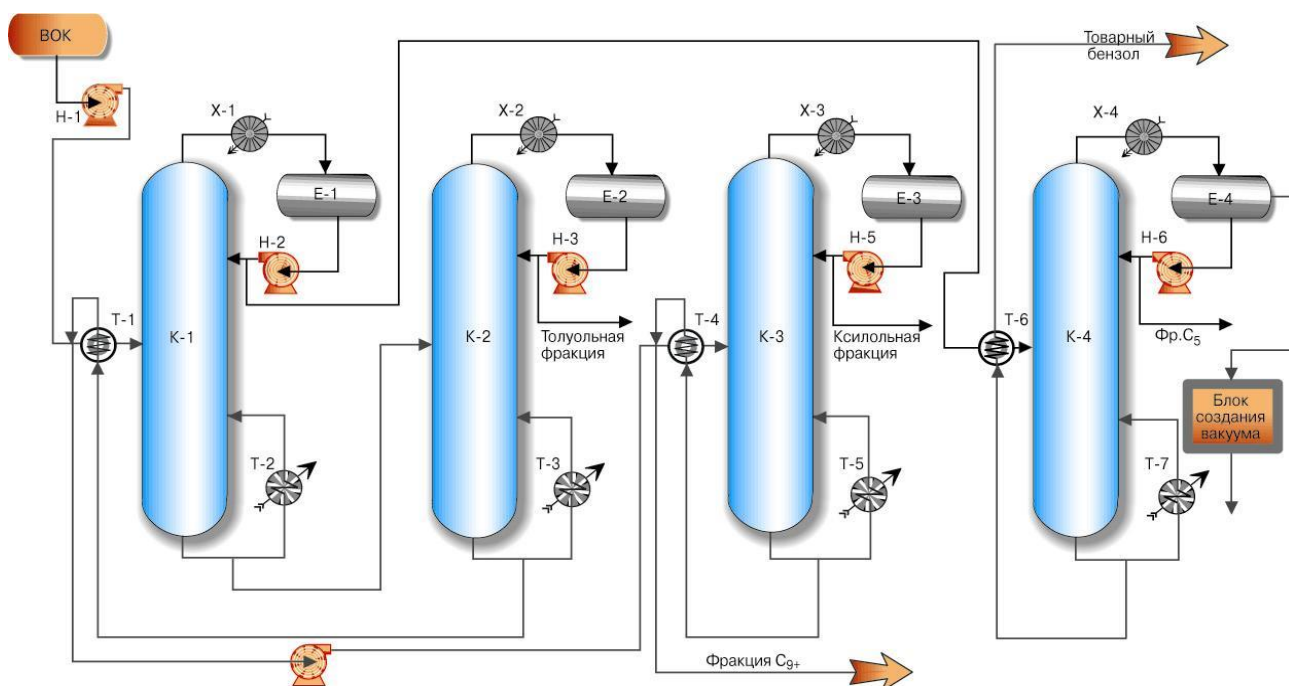


Рисунок 4 – Технологическая схема узла разделения ВОК

Для этого из сырьевой емкости насосом Н-1 через теплообменник Т-1 при давлении до 30 ата подается в бензольную колонну К-1 для выделения бензольной фракции. Кубовый продукт колонны К-2 поступает в колонну К-2 для выделения толуольной фракции. Кубовый продукт колонны К-2 поступает на колонну К-3 для выделения ксилольной фракции и фракции  $C_{9+}$ .

Установку разделения ВОК на составляющие имеет смысл строить только в районе с развитой транспортной системой.

По этой технологии из 1 т ШФЛУ получается не менее 0,77 т ароматических углеводородов, в результате процесса выделяется сухой топливный газ, который может быть использован на собственные нужды. Ароматические углеводороды (ВОК) могут быть использованы как добавки, повышающие октановое число бензинов. Индивидуальные ароматические соединения являются дорогостоящей продукцией и не облагаются акцизом.

## **5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **5.1 Экономические затраты на утилизацию ПНГ**

Рассмотрим фактические затраты на утилизацию газа в цехе за 2015 год по элементам затрат (таблица 15).

Таблица 15 Затраты на утилизацию газа за 2015год, тыс. руб

Элементы затрат	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.	За год
1. Материальные затраты	2 290	3 350	8 640	9 500	23 780
2. Затраты на оплату труда	1 330	1 270	1 440	1 360	5 400
3. Отчисления на социальные нужды	400	270	400	370	1 440
4. Амортизация основных фондов	540	510	510	990	2 550
5. Прочие затраты	600	830	1 120	920	3 470
<b>ИТОГО:</b>	<b>5 160</b>	<b>6 230</b>	<b>12 110</b>	<b>13 140</b>	<b>36 640</b>

Основную долю затрат составляют материальные затраты, в основном это электроэнергия и материалы для технического обслуживания и ремонта технологического оборудования, что обуславливается спецификой производства. Увеличение доли материальных затрат в 3 и 4 квартале связано прежде всего с увеличением тарифов на электроэнергию, увеличением объемов работ по ремонту оборудования.

### **5.2 Прибыль от продажи сухого отбензиненного газа**

Прибыль - конечный финансовый результат производственно-хозяйственной деятельности предприятия, показатель ее эффективности,

источник средств для осуществления инвестиций, формирования специальных фондов, а также платежей в бюджет. Получение прибыли - цель деятельности любой коммерческой организации.

X газокompрессорная станция принимает 4 285 000 м<sup>3</sup> попутного нефтяного газа в сутки. В него входят газ, нефть, вода, механические примеси. Также требуется газ на собственные нужды станции, такие как, топливо для технологических печей и топливо для турбин газогенераторов (С-200, С-300). Все это требует 255 000 м<sup>3</sup> в сутки. В итоге магистральный трубопровод подается 4 030 000 м<sup>3</sup> газа. Следовательно можно подсчитать прибыль станции от продажи газа, при стоимости 1 м<sup>3</sup>=3,8 руб.

$$П_{сут} = V_{газа} * S_{газа}, (1)$$

Где:  $P_{сут}$ - прибыль за сутки;

$V_{газа}$ - объем подаваемого газа в магистральный трубопровод;

$S_{газа}$ - стоимость одного кубического метра газа.

$$P_{сут} = 4030000 * 3,8 = 15\,314\,000 \text{ руб.}$$

$$P_{год} = (P_{сут} * n) - Z, (2)$$

Где:  $P_{год}$ - прибыль за год;

n- количество дней в году ( берем 345 т.к. 20 дней отводится на плановый ремонт станции);

Z- годовые затраты.

$$P_{год} = (15\,314\,000 * 345) - 36\,640\,000 = 5\,246\,690\,000 \text{ руб.}$$

### **5.3 Эффективность и рентабельность утилизации ПНГ**

Для оценки уровня эффективности работы предприятия получаемый результат (доход, прибыль) сопоставляется с затратами или используемыми ресурсами. Соизмерение с затратами означает рентабельность. Рентабельность находим отношением прибыли от утилизации к затратам на утилизацию.

$$R = \Pi_{\text{год}} / Z, (3)$$

Где: R – коэффициент рентабельности;

$\Pi_{\text{год}}$  - прибыль годовая;

Z- затраты годовые.

$$R = 5\,246\,690\,000 / 36\,640\,000 = 143,2$$

Коэффициент R показывает, сколько прибыли предприятие имеет с каждого рубля, затраченного на производство и реализацию продукции.

### **5.4 Эффективность снижения штрафов за сжигание ПНГ**

С 1 января 2012 года начинало действовать Постановление Правительства РФ №7 от 8 января 2009 года «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках». Основные нововведения данного законопроекта:

- Введение целевой показатель утилизации в 95%
- Расчёт платы за выбросы сверх установленных 5% как за сверхлимитное загрязнение
- Введение повышающего коэффициента 4,5 для выплат за выбросы сверх установленного лимита

- Введение повышающего коэффициента 6 для выплат за выбросы в случае, если отсутствуют измерительные приборы, фиксирующие точное количество выбросов

- Следует учесть, что в рамках порядка определения платы и её предельных размеров за загрязнение окружающей природной среды, утвержденного Постановлением Правительства РФ от 28 августа 1992 года, в России имеется три категории платы за загрязнение окружающей среды:

- В пределах допустимых нормативов (Предельно допустимые выбросы, ПДВ)

- В пределах временно согласованных нормативов – с использованием повышающего коэффициента 5

- Сверх установленных нормативов - с использованием повышающего коэффициента 25

Таким образом, в случае превышения допустимых выбросов в 5% от добытого попутного газа, недропользователь будет вынужден осуществить выплаты с суммарным коэффициентом 112,5 ( $4,5 \cdot 25$ ) в случае наличия измерительных приборов и 150 ( $6 \cdot 25$ ) в случае их отсутствия. Таким образом, Правительство получает достаточно эффективный по степени прямого регулирования рычаг воздействия на недропользователей. Данный вопрос регулируется Постановлением Правительства РФ от 12 июня 2003 года №344. В зависимости от ставки ПДВ, государство может регулировать выплаты за загрязнения. По оценке Энергетического центра Сколково, в 2009 году более 80% выбросов от сжигания ПНГ укладывались в нормативы.

Таким образом, при в целом достигнутом уровне годовой утилизации 95% могут платить избыточные штрафы за какой-либо период, где утилизация была ниже. Например, при утилизации в пределах трёх кварталов на уровне 99% и в одном квартале на уровне 83% (при равномерном объёме добычи 4,285 млн м<sup>3</sup>), компания заплатила бы:

$$(1 - 0,83 - 0,05) * \frac{4285000}{1000} * 13,6 * 1,27 * 25 * 4,5 = 999,1 \text{ тыс. рублей}$$

при использовании расчетной стоимости сжигания 1 тысячи кубометром попутного газа сажевым методом, равным 13,6 по данным ЭЦ Сколково, а так же применением повышающего коэффициента 4,5 и индексации базовой ставки в 1,27.

А если бы компания не построила данную станцию, то весь попутный газ сжигался и размер штрафа вырос, например:

Утилизация составила 1%, то здесь был бы применен дополнительный повешающий коэффициент 25, следовательно компания заплатала бы:

$$(1 - 0,01) * \frac{4285000}{1000} * 13,6 * 1,27 * 25 * 4,5 = 8,243 \text{ млн. рублей}$$

### 5.5 Возможное повышение эффективности утилизации ПНГ

Предположим, если добыча попутного нефтяного газа на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении была бы в два раза больше, то руководство предприятия могло задуматься о строительстве второй станции, данные о строительстве представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Единовременные капитальные вложения в строительство компрессорной станции

Наименование вложений Сумма,	млн.руб.
Общестроительные работы	2858,6857
Фонд оплаты труда	327,1725
Страховые выплаты	98,15175
Выплаты за производственный травматизм и профессиональный риск	0,6543
Всего	3284,664

Таким образом, на строительство компрессорной станции Лугинецкого

месторождения потребуется 3284,664 млн. руб. Финансирование проекта будет осуществляться за счет собственных средств акционерного общества. Значит по данным прибыли от имеющейся станции мы можем подсчитать количество времени до полного возврата денежных средств вложенных на строительство.

Полная стоимость строительства равна 3284,644 млн. руб., а прибыль в год составляет 5246, 660 млн. руб. значит:  $3284,664/5246,660=0,62$  либо 62%.

Получаем:  $12*62/100\%=7,44$  приблизительно 7,5 месяцев потребуется для возврата денежных средств.

К сожалению данная постройка не имеет смысла т.к. на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении не добывают столько ПНГ.

Вывод: Рассмотрены основные затраты предприятия на утилизацию газа. В течение года коэффициент рентабельности составил 143,2. Это говорит о стабильном рентабельном положении X газокompрессорной станции.



## **6 Социальная ответственность**

Основной объект ГКС - компрессорный цех, оснащенный газо-перекачивающими агрегатами и вспомогательным оборудованием.

Выбранный объект представляет собой организацию общецеховых систем, которая обеспечивает безопасную эксплуатацию газоперекачивающих агрегатов, всего общецехового оборудования, а также нормальные, безопасные и здоровые условия работы обслуживающего персонала.

Основной объект ГКС - компрессорный цех, оснащенный газо-перекачивающими агрегатами и вспомогательным оборудованием.

На рабочем месте на газокompрессорной станции действует большое количество опасных и вредных производственных факторов, которые могут привести к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья и заболеванию или снижению работоспособности.

### **6.1 Анализ вредных и опасных факторов при работе ГКС**

Согласно ГОСТ 12.0.003-74 основными характерными опасными факторами для выбранного объекта являются следующие группы: физические и химические, которые могут привести работающих к травмам и профзаболеваниям.

В таблице 17 перечислены основные вредные и опасные производственные факторы при проведении работ на ГКС.

Таблица 17 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на рабочем месте

Наименование видов работ	Ф а к т о р ы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Выполнение работ на ГКС	1 Физические факторы: -шум -вибрации -отклонения микроклимата 2 Химические факторы: -нефтяной газ -масло	1 Механические: -движущиеся части компрессоров 2 Термические: -высокая температура частей оборудования 3 Электробезопасность: -статическое электричество -молния 4 Пожаровзрывобезопасность: -высокая температура -разгерметизация оборудования	(ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)

### 6.1.1 Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны углеводородами нефти, сероводородом в смеси с углеводородами

Химические факторы: на выбранном объекте к химически вредным факторам относятся - природный и нефтяной газ, оказывающий удушающее воздействие на организм человека; компрессорное масло, пары которого через дыхательные пути проникают в организм, оказывая канцерогенное воздействие.

На объекте в результате не плотностей газового оборудования или в результате аварийных ситуаций может возникнуть опасность загазованности, как компрессорного цеха, так и других помещений.

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны установлены, согласно ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». ПДК предельных алифатических УВ, которые нарушают работу нервной системы, что проявляется в виде бессонницы, брадикардии, повышенной утомляемости и функциональных неврозов – 300 мг/м<sup>3</sup>, сероводорода – 3 мг/м<sup>3</sup>. Сероводород

очень токсичен. Вдыхание воздуха с небольшим содержанием сероводорода вызывает головокружение, головную боль, тошноту, а со значительной концентрацией приводит к коме, судорогам, отёку лёгких и даже к летальному исходу.

При высокой концентрации однократное вдыхание может вызвать мгновенную смерть. При небольших концентрациях довольно быстро возникает адаптация к неприятному запаху, и он перестаёт ощущаться. Во рту возникает сладковатый металлический привкус, а при большой концентрации ввиду паралича обонятельного нерва запах сероводорода не ощущается.

В настоящее время, согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих». Существуют следующие средства защиты от повышенной загазованности воздуха рабочей зоны углеводородами нефти и сероводородом:

1. вентиляции и очистки воздуха;
2. кондиционирования воздуха;
3. локализации вредных факторов;
4. автоматического контроля и сигнализации;
5. дезодорации воздуха.

В качестве СИЗ применяются применяются шланговые противогазы (ПШ- 1; ПШ – 2), а также переносное дыхательное устройство (ПДУ – 3).

### **6.1.2 Повышенный уровень шума и вибрация на рабочем месте**

В пределах рабочей площадки находится производственное оборудование (газогенератор, компрессор), их работа сопровождается повышенным уровнем вибрации.

Воздействие на работающих, повышенных уровней шума и вибрации осуществляется при реализации целого ряда технологических процессов. С этой точки зрения наиболее неблагоприятные условия труда создаются на некоторых рабочих местах при обслуживании станции.

Шум и вибрация создается при работе компрессоров С – 200, С-300, при работе охладителей газа (АХ 220,240,260) и масла (АХ 200, 300), а также при работе компрессора – детандера (С – 600 А/В) (таблица 18)

Таблица 18- Защита от шума и вибрации

№ п/п	Производственные помещения, рабочее место	Источник шума	Уровень шума, допускаемый по ГОСТ 12.1.003-83	Фактически Дба
1.	Компрессорный цех	С-200,С-300	80	80
2.	Производственная площадка	С-600 А/В	60	60

### 6.1.3 Отклонение показателей микроклимата

В трудовые обязанности рабочего ГКС входят как работы в производственном помещении, так и работы на промышленной площадке.

Микроклимат в производственных помещениях определяются температурой при относительной влажности воздуха, скоростью движения воздуха. Эти факторы оказывают существенное влияние на здоровье человека . Одним из основных мероприятий в этом направлении является паспортизация санитарно-технического состояния условий труда на конкретных рабочих местах.

Измерение параметров микроклимата производится на основании нормативных документов - ГОСТ 121.005-88 и Руководство Р2.2.013-94.

Поверхность оборудования в результате работы нагревается, отсюда повышается температура окружающего воздуха в цехе.

Для поддержания микроклимата в производственном помещении применяются 3 вида вентиляции: приточная, вытяжная и естественная.

В условиях крайнего севера среди факторов производственной среды, действующих на организм человека при выполнении различных видов работ в

холодное время года, ведущая роль принадлежит метеорологическим условиям, вызывающим охлаждение. Охлаждающего воздействия метеорологических условий на человека зависит от показателей атмосферной температуры и скорости ветра. Температура воздуха ниже – 45 °С даже при незначительной скорости ветра 2 м/с служит основанием для прекращения работ. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных одеждой участков тела.

Микроклимат определяет действующие на организм человека сочетания температуры, влажности, скорости движения воздуха и других условий рабочей зоны.

На ГКС применяются следующие средства защиты:

- спецодежда, которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухопроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость;
- спецодежда, предназначенная для использования на взрывопожароопасных объектах или взрывопожароопасных участках производства, должна быть изготовлена из термостойких и антистатических материалов
- спецобувь, предохраняющая ноги от механических повреждений и влаги;
- головные уборы – каски (зимой с утепленными подшлемниками) и подшлемники для защиты головы от механических повреждений;
- резиновые перчатки для защиты от поражения электрическим током;
- противогазы для защиты органов дыхания;
- специальные защитные крема для защиты кожных покровов от обморожения.

#### **6.1.4 Механические опасности**

На ГКС применяются грузоподъемные механизмы, в цехах (кран-балки), для производства регламентных и ремонтных работ.

Безопасная работа с грузоподъемными механизмами регламентируется Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов. Грузоподъемные машины и механизмы, для надежности и безопасности работ, проходят освидетельствование. В обеспечении безопасности работ с грузоподъемными механизмами важное значение имеет, также, правильный подбор грузозахватных приспособлений. Кран-балки снабжены устройствами безопасности: концевые выключатели для автоматической остановки механизмов передвижения крана, ходовой тележки и подъема грузозахватных органов; блокировкой для автоматического снятия напряжения, звонковой сигнализацией. Также механическую опасность представляют движущиеся части компрессоров С-200, С-300 и компрессора-детандера С-600 А/В. За техническим состоянием оборудования следит оперативный персонал, выполняя профилактические работы и работы связанные с полным или частичным ремонтом.

#### **6.1.5 Пожарная безопасность**

Ответственность за пожарную безопасность объектов, обеспечение их первичными средствами пожаротушения, а так же своевременное соблюдение действующих противопожарных правил и норм несут начальники цехов, участков и другие должностные лица, которые назначаются приказами руководителей предприятий и организаций.

Вся территория производственных объектов добычи нефти и газа, а так же производственные помещения должны постоянно содержаться в чистоте и порядке.

Не допускается замазучивание производственной территории и помещений, загрязнение легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, мусор и сухая трава, должны убираться и засыпаться сухим песком или грунтом. Дороги, подъезды, проезды к сооружениям, водоёмам, пожарным гидратам и средствам пожаротушения нельзя загромождать и использовать для складирования материалов и деталей. У пожарных гидратов необходимо устанавливать надписи указатели, позволяющие быстро определить место их расположения. Отогревать замёрзшую арматуру, трубопроводы, задвижки разрешается только паром или горячей водой. Применение для этих целей открытого огня запрещается. Хранение смазочных материалов в производственном помещении разрешается в количестве не более суточного расхода в негоряемых шкафах, герметичной таре или в ящиках с плотнозакрывающимися крышками. Въезд на территорию пожаро- и взрывоопасных предприятий и установок допускается только по специальному пропуску. Автотранспорт должен быть оборудован глушителями с искрогасителем.

Возникновение пожара на газокompрессорной станции, как уже отмечалось, является одним из опасных факторов производства.

Опасными факторами пожара, воздействующими на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления:

- осколки;
- движущиеся части разрушившихся аппаратов;
- электрический ток;
- взрыв.

Согласно ССБТ ГОСТ 12.1.004 – 91 допустимый уровень пожарной опасности для людей должен быть не более 10 воздействия опасных факторов пожара, превышающих допустимые значения, в год в расчете на каждого

человека.

Охраняемыми объектами пожарной охраны являются цеха, здания и сооружения. Контроль за соблюдением правил пожарной безопасности при новом строительстве ведущимся на территории объекта осуществляется силами пожарной охраны объекта.

При этом каждое здание оснащено автоматической системой пожаротушения. Первичными средствами гашения огня применяются порошковых огнетушителей ОП-50, ОП-10, ОП-5 в зависимости от мест установки. В местах связанных с присутствием электроустановок применяются углекислотные огнетушители ОУ-3, ОУ-5, ОУ-10, а также кошма и песок. Снаружи здания находится пожарный извещатель и кнопка аварийного останова оборудования.

#### **6.1.6 Электробезопасность**

Опасная величина тока для человека 0,05А, а смертельная 0,1А. Безопасных напряжений нет.

На промышленных предприятиях широко используют и получают в больших количествах вещества и материалы, обладающие способностью к электронизации, то есть к возникновению зарядов статического электричества. Электрические заряды часто являются причиной пожаров и взрывов. Кроме этого статическое электричество – причина нарушения технологического процесса. Снижения точности показаний приборов и автоматики. Для отвода зарядов статического электричества, используют устройство электропроводящих полов или заземленных зон. Мостов и рабочих площадок, заземление ручек дверей, поручней, лестниц, рукояток приборов, молний и аппаратов.

Защита объектов от прямых ударов молнии по классу В- 1г. Ожидаемое количество поражений в год,  $N > 1$  не ограничивается. Категория устройства молние - защиты II. Здесь зоны защиты А и Б.



Проектом предусматриваются следующие мероприятия по электробезопасности:

- заземление металлических частей электрооборудования через контуры заземления.

- защита от статического электричества во взрыво и пожароопасных производствах путем заземления технологического оборудования.

Молниезащита взрывоопасных зданий и сооружений ГКС выполнена по 2 категории, пожароопасных зданий и наружных установок по 3 категории согласно РД 34.21.122-87.

Защита от электростатической индукции обеспечивается путем присоединения всего оборудования к защитному заземлению электрооборудования.

Защита от заноса высоких потенциалов выполняется путем присоединения на вводе в защищаемое здание или сооружение всех коммуникаций к контуру заземления.

Оборудование всех электроустановок комплектами изолирующих средств, индикаторами напряжения, переносными заземлениями, плакатами по технике безопасности.

## **6.2 Экологическая безопасность**

Основными типами антропогенных воздействий на природу, изменение природы под их влиянием, являются:

- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;

- загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газо- и нефтепроводах;

-загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;

-развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетне-мерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод);

-значительное изъятие земель и изменение баланса земельного фонда за счет сельскохозяйственных и лесохозяйственных предприятий.

И как следствие от вышеотмеченных воздействий на природу:

- сокращение площадей пастбищ и соответственно, поголовья скота;

- сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры;

- нарушение лесов и нерациональный расход древесины при обустройстве передвижных поселков, временных дорог, промплощадок и др.;

- сокращение рыбных запасов вследствие загрязнения поверхностных вод, нарушения гидрологического режима при строительстве и эксплуатации месторождений;

- сокращение численности видов диких животных из-за браконьерства и перераспределения мест обитания основных видов и т.д.

В соответствии с действующими законами, постановлениями и положениями Правительства РФ во всех проектных документах по разработке Лугинецкого месторождения должны быть предусмотрены и реализованы на практике экологические исследования района работ и основные организационно-технические мероприятия, обеспечивающие безопасность

населения, охрану недр, окружающей среды от возможных вредных воздействий, связанных с эксплуатацией залежи нефти.

Экологические исследования района работ включают в себя: анализ «исходного состояния» района; подробное описание состояния имеющихся уровней загрязнения; экологический инвентарь района (болот, озер, рек, лесов, тундры, торфяников); гидробиологические исследования рек и водоемов; составление гидрогеологической карты и карты растительности; подготовка комплекта документации с оценкой ущерба окружающей среды.

Общими мерами по охране окружающей среды являются: сокращение потерь нефти и газа; повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования; высокая степень утилизации нефтяного газа; оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания. Все линии сбора нефти и магистральные нефтепроводы должны выдерживать деформации почвы во время периода таяния. Предотвращение аварийных выбросов производится ранним обнаружением притока пластовых флюидов в скважину, ликвидацией проявлений, контролем за буровым раствором, герметизацией устья скважины и др.

Любой ущерб, нанесенный окружающей среде за пределами участков разработки, должен быть ликвидирован.

### **6.2.1 Воздействие ГКС на атмосферу**

Основными вредными веществами, выбрасываемыми в атмосферу при эксплуатации газокompрессорной станции, являются углеводороды, продукты сгорания газа и другого топлива (окислы углерода, оксиды азота, сажа и др.). Количественное определение содержания вредных веществ в атмосферном воздухе осуществляется с использованием методик и инструкций Госкомприроды, Госкомгидромета и Минздрава. Весь комплекс организационно-технических мероприятий должен обеспечить соблюдение

предельно-допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества.

На аварийных факельных установках необходимо обеспечить полное и бездымное сгорание газов. По возможности факельные газы собирать в газгольдер для дальнейшего его использования, предусмотреть очистку сбрасываемого газа на факел от капельной нефти, оборудовать факела устройствами для дистанционного розжига горелок.

Необходимо обустроить площадь герметизированной системой сбора, подготовки и транспорта нефти. Продукты стабилизации нефти необходимо утилизировать, а не сжигать на факелах.

Нефтяные резервуары необходимо оборудовать клапанами в северном исполнении типа КДС в комплексе с дисками-отражателями и ГУС.

В качестве топлива рекомендуется использовать природный газ, процесс сжигания топлива следует оптимизировать.

О всех выбросах вредных веществ в случае аварии НГДУ должно сообщить в установленном порядке Комитету по охране природы по территориальной принадлежности.

Контроль за состоянием воздуха ведется в местах и в сроки, установленные РД 39-0147098-014-89, РД 39-0147098-025-91.

Для предотвращения утечек транспортируемого продукта в окружающую среду необходимо следить за максимальной герметизацией оборудования трубопроводов и запорно-регулирующей арматуры. Ответвления, предназначенные для аварийных сбросов, должны заканчиваться герметичными фланцевыми заглушками.

### **6.2.2 Воздействие ГКС на гидросферу**

В целях обеспечения охраны окружающих вод при эксплуатации нефтепромысловых газопроводов цеха необходимо:

соблюдать действующие стандарты, нормы и правила в области охраны окружающей среды;

рационально использовать природные ресурсы;

систематически контролировать степень загрязнения вредными веществами (газоконденсат);

своевременно ликвидировать последствия загрязнения окружающей среды;

разрабатывать и планомерно осуществлять на всех уровнях управления производством мероприятия по охране окружающей среды и сокращению потерь газа при эксплуатации трубопроводов.

В соответствии с природоохранным законодательством Российской Федерации предприятия, эксплуатирующие промышленные трубопроводы, обязаны вести наблюдения (производственный контроль) за состоянием окружающей природной среды для своевременного выявления изменений, их оценки, предупреждения и устранения последствий отрицательного влияния объектов трубопроводов. Необходимо осуществлять систематический контроль воды, воздуха с целью определения степени загрязнения и своевременного принятия мер по устранению причин и последствий загрязнения. Организация контроля за соблюдением нормируемого воздействия объекта (предприятия) на окружающую среду производится в соответствии РД 01-14-2004. Контроль за состоянием воды ведется в местах и в сроки, установленные РД 39-0147098-014-89, РД 39-0147098-025-91.

На переходах через водные объекты следует поддерживать в исправном состоянии водопропускные сооружения и неизменность существующего до начала строительства природного стока, а также не допускать активизации русловых и береговых процессов рельефообразования.

Разлившийся на поверхности водного объекта газоконденсат должен быть локализован, собран техническими средствами и способами, безвредными для обитателей водоема и не оказывающими вредного влияния на условия санитарно-бытового водоснабжения, и отправлен на очистные сооружения. Выжигание разлитого на поверхности воды газоконденсата не допускается.

Эта задача реализуется выделением и соблюдением водоохранных зон, повышением надежности магистральных нефтепроводов на участках прохождения через водоемы, оснащением бригад по ликвидации аварийных выбросов техникой и биобакпрепаратами для обработки загрязненной поверхности. Сброс промышленных стоков с объектов необходимо закачивать в продуктивные пласты.

### **6.2.3 Воздействие ГКС на литосферу**

При выборе площадок и трасс под строительство объектов основным критерием является минимальное использование лесов I и II групп, пойменной части рек и озер, а также обход кедровников, путей миграции животных и птиц. Принимается прокладка линейных сооружений (автодорог, трубопроводов, линий электропередач) в одном коридоре, что обеспечивает снижение площади занимаемых земель на 30-40%.

Земельные участки, отведенные в постоянное пользование, благоустраиваются с использованием предварительно снятого почвенно-растительного слоя. Земли, передаваемые во временное пользование, подлежат восстановлению (рекультивации). Земельные участки приводятся в пригодное для использования по назначению состояние в ходе работ, а при невозможности этого не позднее, чем в течение года после завершения работ.

Согласно требованиям лесного хозяйства организации, выполняющие строительные работы обязаны:

- обеспечить минимальное повреждение почв, травянистой и моховой растительности;

- произвести очистку лесосек и ликвидировать порубочные остатки;

- не допускать повреждения корневых систем и стволов опушечных деревьев;

- не оставлять пни выше  $1/3$  диаметра среза, а при рубке деревьев больше 30 см - выше 10 см, считая высоту шейки корня.

По окончании буровых работ на кустах скважин проводятся ликвидация и рекультивация шламовых амбаров следующим образом:

- осветление, нейтрализация жидкой фазы с последующей откачкой в нефтесборный коллектор;

- засыпка шламового амбара привозным грунтом;

- устройство лежневого настила поверх территории амбара;

- укладка геотекстиля и отсыпка слоя толщиной 1 м из привозного грунта;

- планировка рекультивируемой поверхности слоем торфо-песчаной смеси толщиной 15 см и почвосемян многолетних трав.

Выбуренные породы после отвердения с помощью цемента (10%) могут использоваться в качестве материала для насыпей.

Рекультивация нарушенных земель по трассам линейных трубопроводов носит природоохранное направление и выполняется в два этапа

**Технический этап** рекультивации состоит из срезки почвенно-растительного слоя толщиной 0.2-0.4 м и перемещение его во временные отвалы до начала строительных работ и возвращение этого слоя из отвалов и планировка рекультивируемой поверхности по окончании строительства.

**Биологический этап** рекультивации включает дискование почвы боронами в один след, поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав мехспособом.

Для обеспечения потребности объектов строительства в грунте предусматривается использование месторождений песка, разрабатываемых гидромеханизированным способом. После окончания работ производится рекультивация карьера путем восстановления почвенно-растительного слоя с посевом трав.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химреагентов обеспечивается:

- контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на ЗУ;

- в случае аварии на ГКС автоматическим переключением потока нефти и газа в аварийные емкости;

- аварийным отключением насосных агрегатов на ГКС и узлах дозирования ингибиторов;

- применением химреагентов-ингибиторов коррозии, парафиногидратоотложений;

- закреплением трубопроводов на проектных отметках грузами и анкерами, препятствующими всплытию и порыву;

- прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги;

- контролем качества сварных швов трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность.

Ликвидация последствий аварий возлагается на аварийно-восстановительный участок, который должен быть создан в каждом НГДУ и оснащен техническими средствами согласно РД-39-0147103-376-86.

Работы проводятся согласно «Временной инструкции по ликвидации аварийных проливов нефти с водных и грунтовых поверхностей» (1989 г., НПО «Техника и технология добычи нефти»).

Рекультивация нефтезагрязненных земель выполняется в соответствии с «Лесоводственными требованиями», разработанными Тюменской лесной



опытной станцией ВНИИЛМ.

### **6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация – состояние, при котором в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на объекте или определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде. ЧС классифицируются в зависимости от количества людей, пострадавших в этих ситуациях, или людей, у которых оказались нарушены условия жизнедеятельности, размера материального ущерба, а также границы зон распространения поражающих факторов чрезвычайных ситуаций. Чрезвычайные ситуации подразделяются на локальные, местные, территориальные, региональные, федеральные и трансграничные.

Анализ возможности возникновения чрезвычайных ситуаций:

- повышенная температура воздуха, оборудования и т.д.;
- открытый огонь, искры;
- ударная волна;
- шаговое напряжение;
- обрушение и повреждение оборудования, конструкций зданий, коммуникаций, установок.

Причиной пожаров и взрывов на выбранном объекте могут быть:

- нарушение правил пожарной безопасности;
- нарушение герметичности установленного оборудования и трубопроводов;
- утечки газа;
- разрывы трубопроводов;
- пробой фланцевых соединений;
- нарушение правил эксплуатации электроустановок.

## Меры по предотвращению аварий на объекте

С целью повышения эксплуатационной надежности газопроводов и снижения вредного воздействия на окружающую среду проектом предусматривается:

рациональное размещение монтажных узлов отключающей аппаратуры;

применение толстостенных труб с увеличенным запасом прочности;

100% контроль стыков рентгеном и гамма-лучами;

применение устройств для приема и запуска шаровых разделителей для промывки и опорожнения газопровода;

усиление антикоррозийной защиты за счет внедрения новых типов изоляционных материалов и покрытий.

Ремонтные работы на ГКС представляют повышенную взрывопожарную опасность, так как при неудовлетворительной подготовке технологического оборудования к этим работам может образоваться взрывоопасная смесь. В связи с этим любые ремонтные работы можно выполнять только после проведения организационно-технических мероприятий и при строгом соблюдении правил пожарной безопасности.

Подготовительные и ремонтные работы необходимо проводить в соответствии с «Инструкцией по проведению работ с повышенной опасностью».

На аппарате, агрегате или коммуникации, находящихся в ремонте, на время ремонта вывешивается предупредительный плакат: «Аппарат (агрегат, трубопровод) в ремонте».

Подготовка технологического оборудования к ремонтным работам осуществляется персоналом цеха под руководством лица, ответственного за его подготовку.

Ответственным за выполнение подготовительных работ может быть назначен старший инженер или технолог цеха, начальник установки или

участка.

К ремонтным работам относятся все работы, производимые в закрытой аппаратуре, в том числе осмотр и чистка.

Ответственным за производство ремонтных работ назначается инженерно-технический работник из персонала цеха.

Перед началом ремонтных работ ответственный за их производство работник проверяет результат анализа газовоздушной среды, наличие и исправность защитных средств, объём выполненных подготовительных работ, в том числе по схеме, приложенной к наряду-допуску, отключение аппарата от всех действующих аппаратов и установку заглушек.

Во всех случаях ремонта, требующего искусственного освещения, должны применяться аккумуляторные взрывобезопасные фонари или переносные лампы во взрывобезопасном исполнении.

Ремонтные работы внутри аппаратов проводятся только в светлое время суток бригадой не менее 2х человек: один производящий работу, второй наблюдающий.

При возникновении чрезвычайной ситуации действовать строго по плану ликвидации аварии.

#### **6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Порядок организации работ, регламентация обязанностей и ответственности административно-технического персонала по промышленной безопасности и охране труда на объектах предприятия определяются "Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности" и иными действующими нормативно-техническими документами, представленными в списке использованной нормативно-технической документации и иных источников. Основным направлением работ должно быть планомерное осуществление комплекса организационных

и технических мероприятий, обеспечивающих создание здоровых и безопасных условий труда и поддержание порядка на производстве. Общее руководство организацией работ в рамках системы управления окружающей средой и промышленной безопасностью Общества и его структурных подразделений осуществляется главным инженером предприятия.

Во всех подразделениях, занимающихся эксплуатацией и ремонтом газопроводов, руководство работой по охране труда и ответственность за состояние промышленно-экологической безопасности возлагаются на руководителей этих подразделений. Начальники этих подразделений в пределах вверенных им участков должны обеспечить выполнение организационных и технических мероприятий для создания безопасных условий труда, проведение инструктажа персонала безопасным методам работы, а также контролировать выполнение правил и инструкций по промышленной безопасности и охране труда, обеспечение рабочих средствами индивидуальной защиты, а рабочие места инструкциями по профессиям и видам работ.

Инструкции по безопасным методам ведения работ должны пересматриваться и переутверждаться через пять лет, если другой срок не предусмотрен другими правилами. Пересмотренные и дополненные инструкции должны быть своевременно доведены до сведения работников, которые обязаны их знать и выполнять.

Технический надзор за качеством строительства, капитальным ремонтом трубопроводов, за эксплуатацией (включая текущий ремонт) ведет отдел технического надзора предприятия по существующим правилам и нормам по охране труда и промышленной безопасности.

Все работники, эксплуатирующие и обслуживающие газопроводы, обязаны твердо знать и строго выполнять в объеме возложенных на них обязанностей правила промышленной безопасности и охраны труда. Каждый рабочий и инженерно-технический работник обязан немедленно докладывать

своему непосредственному руководству о замеченных им нарушениях и неисправностях оборудования, механизмов, приспособлений и инструмента, утечках нефти, газа и воды, нарушениях правил промышленной безопасности и охраны труда.

Обучение в области промышленной безопасности рабочих основных профессий проводится в специализированных учебных центрах, комбинатах, имеющих разрешение (лицензии) территориальных органов Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Рабочие основных профессий допускаются к самостоятельной работе после обучения и аттестации в соответствии с требованиями "Положения о порядке подготовки и аттестации работников организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России", утверждённым постановлением Госгортехнадзора России №21 от 30 апреля 2002 г. Теоретическое и практическое обучение вновь поступивших рабочих и служащих проводится индивидуальным методом в структурных подразделениях (цехах, участках, отделах, службах) Общества под руководством мастера или высококвалифицированного рабочего с изданием распоряжения по структурному подразделению (цеху, участку, отделу, службе) с указанием продолжительности обучения и ответственного лица (мастера), обязанного вести постоянный контроль за обучением.

## **Заключение**

В выпускной квалификационной работе рассмотрены общие сведения о X нефтегазоконденсатном месторождении, геолого-промысловые и геологофизические характеристики, особенности строения пластов и залежей нефти, литолого-петрографические и коллекторские характеристики, основные свойства флюидов, характеристика запасов нефти, газа и конденсата. Проведен анализ текущего состояния разработки месторождения, исследована система сбора скважинной продукции, подготовки, транспортировки и использования газа на месторождении. Также рассмотрены вопросы охраны недр и окружающей среды.

На основе теоретических основ и проектных данных системы сбора нефти, подготовки, транспортировки и использования газа на X месторождении и анализа текущего состояния разработки месторождения, используя балансовые запасы газа, учитывая показатели разработки осуществлен прогноз работы X газокompрессорной станции.

Из приведенных результатов следует, что при постоянной работе двух компрессоров с плановыми остановами на 15 дней раз в год, без учета потерь газа на месторождении, время эксплуатации ЛГКС составляет 45 лет.

Проведен анализ утилизации ПБФ из которого видно, что существуют эффективные способы переработки ценного сырья.

В последнее время интерес к ПБФ как к энергоносителю существенно возрос. Поэтому считаю подход к данному вопросу нужно делать комплексно объединив два или несколько вариантов использования ПБФ.

### **Список используемой литературы**

1. А.Г. Гумеров, С.Г. Бажайкин. О проблемах утилизации нефтяного газа на промыслах. 2006. - №12. - с.122-125.
2. Седых А.Д. Роль научно-технического прогресса в стратегии ОАО "Газпром" // Химическое и нефтегазовое машиностроение. -1999. -№10. с. 3-5.
3. Технологический регламент Лугинецкой газокompрессорной станции ОАО «Томскнефть ВНК». ОАО НИПИГазпереработка. – Краснодар, 1998г.
4. Отчет. Уточненная схема разработки Лугинецкого месторождения. Всесоюзный нефтегазовый научно-исследовательский институт им. акад. Крылова А.П. – Москва, 1995г.
5. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. Недра, 1979. – 324 с.
6. Запорожец Е.П., Зиберт Г.К., Кашицкий Ю.А. и др. Некоторые направления развития техники и технологии добычи, транспорта и переработки природного газа // Химическое и нефтегазовое машиностроение. -1999. -№10. с. 47-50.
7. Лобков А.М. Сбор и подготовка нефти и газа на промыслах. Недра, 1968. – 240 с.
8. Бекиров Т.М., Шаталов А.П. Сбор и подготовка к транспорту природных газов. М.: Недра, 1986. – 261с.
9. Бекиров Т.М. Переработка природных газов. М.: Химия, 1987. – 256с.