

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
Институт энергетики и транспортных систем

Работа допущена к защите
Заведующий кафедрой
_____ Ю.В. Кожухов

“ ____ ” _____ 2019 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРА

«Разработка и анализ плавучей компрессорной станции для условий вечной мерзлоты»

по направлению 13.04.03 – Энергетическое машиностроение
по образовательной программе 13.04.03_05 – Вакуумная и
компрессорная техника физических установок

Выполнил студент гр. 23242/41

Руководитель, доц., к.т.н.

А.А. Лебедев

Санкт-Петербург

2019

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ПЕТРА ВЕЛИКОГО
ИНСТИТУТ ЭНЕРГЕТИКИ И ТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ
ЗАДАНИЕ**

по выполнению выпускной квалификационной работы

студентка, гр. 23242/41

1. Тема работы: **«Разработка и анализ плавучей компрессорной станции для условий вечной мерзлоты»**

2. Срок сдачи студентом законченной работы: **01.06.2019**

3. Исходные данные по работе:

Необходимо разработать проект блочно-модульной компрессорной станции низкого давления, на базе винтового компрессора, для последующей установки на плавучее основание в виде железобетонной баржи и провести экономический анализ проекта.

4. Содержание работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

5. Консультанты по работе: **доцент кафедры КВиХТ А.А. Лебедев**

7. Дата выдачи задания: **29.12.2018**

Руководитель

ВКР _____ А.А.Лебедев

Задание приняла к исполнению: **29.12.2018**

Студентка _____

Оглавление

Техническое задание	4
Список условных обозначений и сокращений	8
Введение.....	9
Глава 1. Обоснование выбора региона.	10
Глава 2. Выбор схемы станции.	18
3. Компоновка компрессорной установки.	22
3.2 Входной сепаратор газа.	43
5. Плавающее основание.....	55
Экономический анализ.....	63

Техническое задание

Разработка концепции блочно-модульной компрессорной станции низкого давления, на базе винтового компрессора, для установки на плавучее основание в виде железобетонной баржи и экономический анализ проекта.

Назначение станции - двухступенчатое компримирование попутного нефтяного газа на участке от установки предварительного сброса воды (УПСВ), до установки подготовки газа (УПГ).

Регион применения данной установки – Северная строительно-климатическая зона с абсолютной минимальной температурой воздуха до -56°C .

Места применения установки - прибрежные районы крайнего Севера, Заполярья, районы вечной мерзлоты.

Назначение компрессорной установки - компримирование попутного нефтяного газа на участке от установки предварительного сброса воды (УПСВ), до установки подготовки газа (УПГ).

Техническое задание сформулировано на основе опросного листа (ОЛ) № 2017-10-05-УПСВ-СУЗУН-КСНД-ОПКГ-ТХ-ОЛ, ООО «РН-Ванкор

Таблица 1. Исходные данные

Назначение	Двухступенчатое компримирование попутного нефтяного газа после установки предварительного сброса воды нефтяного месторождения и подачи на УПГ. Компрессорная установка обеспечивает сжатия газа: <ul style="list-style-type: none">• 1 степень сжатия: от аппаратов концевой ступени сепарации нефти, паров нефти от РВС, установок дегазации воды;• 2 степень сжатия: от 1-й ступени сжатия КС
Режим работы	непрерывный, круглосуточный, круглогодичный
Количество компрессорных	2 (1 рабочая + 1 резервная)

станций, шт.			
Конструктивное исполнение КС	Компрессорные агрегаты размещаются в едином здании		
Количество компрессорных агрегатов в компрессорной станции, шт.	2		
Единичная производительность 1-й ступени сжатия (с учетом 15% запаса мощности) компрессорной установки, м³/ч (при стандартных условиях)	510...7700		
Единичная производительность 2-й ступени сжатия (с учетом 15% запаса мощности) компрессорной установки, м³/ч (при стандартных условиях)	1380...20900		
Тип компрессорного агрегата	Винтовой		
Регулирование производительности, %	0...100		
Способ регулирования производительности	<ul style="list-style-type: none"> • Байпасирование газа • Золотниковое регулирование 		
Привод компрессорного агрегата	Электрический	Потребляемая мощность, кВт, не более	Определить на этапе проектирования компрессора
		Напряжение, В	6000
		Количество фаз	3

		Частота тока, Гц	50
		Мощность вспомогательного оборудования не более 50 кВт	

Таблица 2. Диапазоны изменения режимных параметров компрессорной установки

Давление (абс.) газа, МПа (кгс/см²)	На входе (на приеме) 1-й ступени.	0,1015(1,015)...0,102(1,02)
	На выходе (нагнетании) 1-й ступени	0,3 (3,0) ... 0,4(4,0)
	На входе (на приеме) 2-й ступени.	0,3 (3,0) ... 0,35 (3,5)
	На выходе (нагнетании) 2-й ступени	1,3 (13,0) ... 1,45 (14,5)
Температура газа, °С	На входе (на приеме) 1-й ступени.	+20...+50
	На выходе (нагнетании) 1-й ступени.	не более 50
	На входе (на приеме) 2-й ступени.	+20...+50
	На выходе (нагнетании) 2-й ступени.	не более 50

Таблица 3. Характеристика рабочей среды

Рабочая среда	Попутный нефтяной газ (ПНГ)
Плотность газа (при t=20 °С, P=0,1013МПа), кг/м³	1,605 * Допустимые отклонения значения не более 5,0 % (отн.)

Таблица 4. Требования к архитектурно-строительным решениям

Исполнение	Блочно- модульное здание на плавучем железобетонном основании.
Конструктивное исполнение	Блочно-модульное здание должно состоять из стального каркаса, утепленных наружных стен, утепленных потолка и пола, металлических дверей. Каркас выполнить из горячекатаных металлических профилей. Основание блочно-модульного здания (днище) закрыть снизу металлическим листом и утеплить.
Объемно–планировочные и конструктивные решения	<ol style="list-style-type: none">1. Объемно-планировочные решения производственных и зданий принять из условия размещения в них необходимого технологического оборудования и коммуникаций с учетом нормальной их эксплуатации, обслуживания и ремонта и с учетом действующей на территории РФ нормативной документации по строительному и технологическому проектированию.2. Объемно–планировочные и конструктивные решения должны соответствовать требованиям Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».3. Расчетная температура внутреннего воздуха в помещениях в холодный период года, не ниже плюс 22°С.

Список условных обозначений и сокращений

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

АВОМ – аппарат воздушного охлаждения масла;

ВКМ – винтовой компрессор маслозаполненный;

КУ – компрессорная установка;

ПНГ – попутный нефтяной газ;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

УПГ – установка подготовки газа;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

Введение

С каждым годом мировые запасы легкодоступного углеводородного сырья сокращаются, из-за чего добыча в сложных климатических условиях или на глубоководных платформах становится все более актуальной. Постоянный спрос на топливо заставляет проводить постоянные исследовательские работы и искать способы освоения все более и более удаленных территорий, работая порой на пределе возможностей человека и техники.

Крайний север, являясь богатым на ресурсы и перспективным регионом, может внести немалый вклад в решение энергетических проблем современности, что обуславливает высокий к нему интерес со стороны мировой общественности. Ситуация осложняется тем, что значительная часть арктических запасов трудно извлекаема и требует совокупных международных усилий и активного инвестирования в энергетический сектор.

При работе в труднодоступных районах и освоении удаленных месторождений предъявляются нестандартные требования к поставляемому оборудованию, предназначенному для обеспечения технологических процессов, транспортировки и переработки сырья. Все компоненты системы должны быть надежными, коррозионно стойкими, простыми в обслуживании, иметь резервирование основных узлов и агрегатов, работать в автоматическом режиме с возможностью удаленного управления и требовать минимальное количество персонала. В условиях сурового климата, отсутствия инфраструктуры и ограниченной численности эксплуатационного персонала приоритетным является возможность поставки технологического оборудования в виде готовых модулей. Тем самым сокращая сроки и стоимость монтажных работ.

Глава 1. Обоснование выбора региона.

В настоящее время мировая потребность нефти удовлетворяется за счет разработки тяжелой нефти, которая преимущественно добывается на морских шельфах. По различным оценкам - истощение крупных залежей нефти и газа в относительно легкодоступных регионах заставляет нефтегазовые компании обратиться к :

- Разработке глубоководных залежей
- Добыча углеводородов в регионах со сложными климатическими условиями, в частности на Крайнем Севере
- Добыче тяжелой нефти (крупнейшими залежами тяжелой и битуминозной нефти обладает Канада — провинции Альберта, Атабаска и Вабаска, а также Венесуэла — битуминозный пояс Ориноко; также залежи этой нефти имеются в России, Китае и Кувейте).

В данной работе наибольший интерес для нас представляет зона вечной мерзлоты.



■ Районы Крайнего Севера

■ Местности, приравненные к районам Крайнего Севера

Рис 1. районы крайнего севера в России

Крайний Север – территория, превышающая по размерам несколько европейских государств. Данному региону свойственны экстремально низкие температуры, но одновременно он приносит четверть все финансовых поступлений в бюджет государства.

Ежегодная добыча составляет около 20% мирового и 90% российского газа и нефти. К тому же до конца потенциал Крайнего Севера гарантирует энергетическую независимость и безопасность РФ в многолетней перспективе: четверть всех разведанных мировых запасов сосредоточена именно здесь.

Исследование проблематики добычи полезных ископаемых в условиях Крайнего Севера и внедрение инновационных подходов к освоению и промышленной эксплуатации углеводородных и иных месторождений является актуальным для современного процесса освоения территории вечной мерзлоты.

Согласно данным, обнародованным в разные промежутки времени, в российской части Арктического моря могут находиться около 700 млн тонн нефти, природного газа — около 50 млрд кубических метров. Около 80 % российского газа и 70 % российской нефти находятся в регионе Северного Ледовитого океана, остальные — в пределах континентального шельфа. Согласно подсчётам экспертов компании Роснефть, для разработки этих залежей в течение следующих 40 лет российской стороне необходимо привлечь около 2 трлн. долл. США иностранных инвестиций.

Именно поэтому данный регион представляет для нас наибольший интерес, и в особенности полуостров Ямал, который будучи стратегическим нефтегазоносным регионом России, по предварительным оценкам имеет запасы газа равные 16,7 трлн куб.м.

Потенциал данного региона позволяет ему стать одним из трех основных центров российской добычи газа с возможной ежегодной производительностью до 310–360 млрд куб. м газа.

Яма́л — полуостров на севере Западной Сибири, на территории Ямало-Ненецкого автономного округа России. Длина полуострова — 700 км, ширина — до 240 км. Омывается Карским морем и Обской губой. На нём сосредоточено около 20 % российских запасов природного газа. На полуострове и прилегающих акваториях открыто 11 газовых и 15 нефтегазоконденсатных месторождений, разведанные и предварительно оценённые (ABC1+C2) запасы газа которых составляют порядка 16 трлн м³, перспективные и прогнозные (C3-Д3) ресурсы газа — около 22 трлн м³. Запасы конденсата (ABC1) оцениваются в 230,7 млн тонн, нефти — в 291,8 млн тонн.

Однако, несмотря на 700 глубоких поисковых и разведочных скважин, геологическая изученность полуострова остается на очень низком уровне, со средним показателем - 1 скважина на 305 км² территории, что на порядок ниже южных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Одновременно это позволяет рассчитывать на открытие новых месторождений на шельфе и рост разведанных запас полезных ископаемых.

Главные факторы, являющиеся помехой освоению:

- Суровый климат (холодная длинная зима, прохладное короткое лето, сильные ветра).
- Сильная заболоченность, особенно юго-западных и северо-восточных побережий.
- Высокое распространение многолетней мерзлоты.
- Крайне низкий уровень развития транспортной инфраструктуры и слабая связь полуострова с континентом.



Рис.2. Возможные схемы вывоза углеводородов из ЯНАО

По сравнению с уже освоенными местами добычи газовые месторождения Ямала отличаются большей глубиной залегания и хим. составом в глубокозалегающих газоносных пластах содержится так называемый «жирный» газ с высоким содержанием пропана, бутана и пентана, имеющих большую ценность, чем основные составляющие природного газа — метан и этан. В частности, пропан-бутановая смесь является экологически чистым моторным топливом, которое может храниться в сжиженном виде при большом разбросе температур. Однако «жирный» газ не может транспортироваться по газопроводам без сложной предварительной подготовки, в ходе которой получается «сухой» газ, состоящий почти исключительно из метана и этана. Так же там добывается растворенный в нефти попутный нефтяной газ (ПНГ), главным составляющим которого является метан, в меньшем количестве представлены более тяжелые составляющие: этан, пропан, бутан и другие. «Лишние» компоненты выделяются в отдельную фракцию и транспортируются в сжиженном состоянии в цистернах или танкерах, либо сжигаются в факелах. Однако, согласно постановлению правительства РФ от 8 января 2009 года №7 «О мерах по стимулированию

сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках», уровень утилизации попутного газа должен быть не менее 95% от объема добытого газа. Поэтому на месторождениях ПНГ подготавливают для дальнейшей транспортировки к потребителю.

Имея в совокупности ряд таких фактов:

а) добыча углеводородов на полуострове Ямал ведется в сложных климатических условиях Заполярья (Зимой температура воздуха в районе Новопортовского месторождения может опускаться до -55°C .)

б) Необходимость по возможности максимально утилизировать ПНГ и подготавливать его к дальнейшей транспортировке

в) Слабо развитая транспортная инфраструктура края и ограниченный период морских сообщений в году.

Можно прийти к выводу, о необходимости максимально автономных, простых в установке и транспортировке, не требующих крупных строительных работ в условиях вечной мерзлоты компрессорных станций по подготовке и транспортировке газа.

Подбор места установки компрессорной станции обуславливался тем, что наш проект подходит для прибрежных нефтяных месторождений крайнего Севера, с небольшим выходом газа, когда строить наземную ГКС нецелесообразно. В результате было выбрано Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение.

Данное месторождение соответствует определенным требованиям:

1. Месторасположение. Объект расположен на побережье Обской губы.
2. Наличие попутного нефтяного газа в структуре добычи месторождения.
3. Наличие налаженной морской логистики (Налажен круглогодичный вывоз нефти через Северный морской путь)



Рис. 3 Новопортовское месторождение

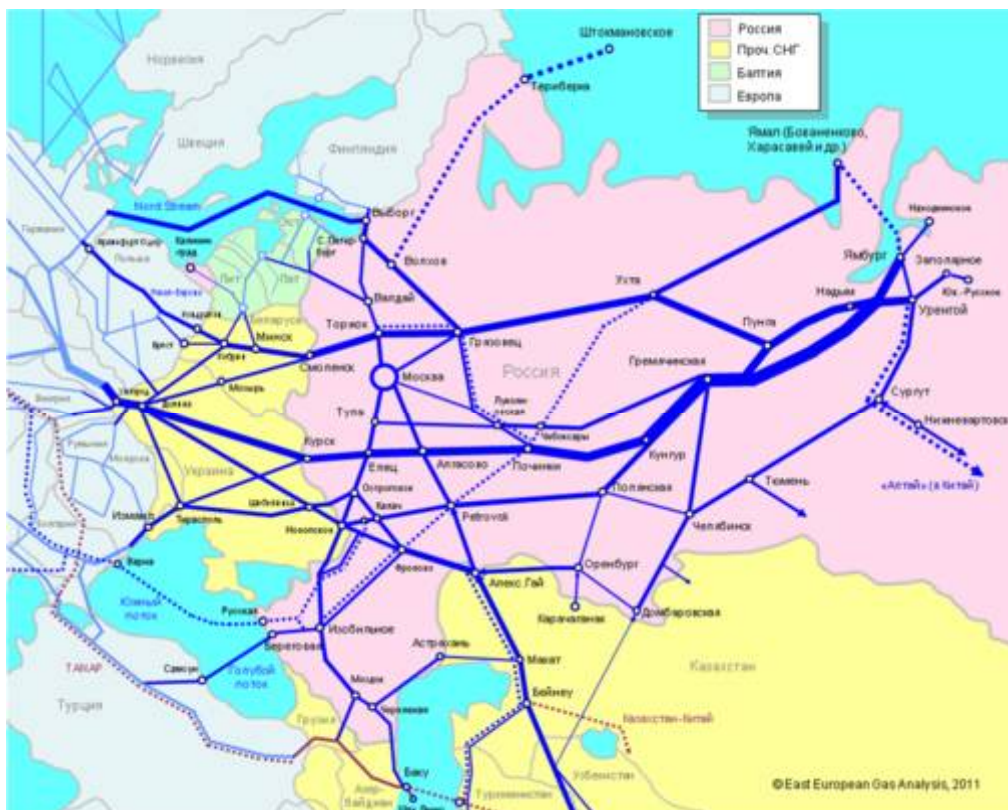


Рис. 4 Единая система газоснабжения России и мощности экспортных газопроводов
 БОЛЬШЕ ИНФОРМАЦИИ ПО КОМПРЕССОРНОЙ ТЕХНИКЕ СМОТРИТЕ НА WWW.KVIHT.RU

Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение — является одним из самых северных и наиболее крупным разрабатываемым месторождением углеводородов на полуострове. Располагается в Ямальском районе Ямало-Ненецкого автономного округа, в 360 км к северо-востоку от города Салехард, и на расстоянии в 30 км от побережья Обской губы. Его извлекаемые запасы категорий С1 и С2 — более 250 млн тонн нефти и конденсата, а также более 320 млрд кубометров газа.

Новопортовское — является первым, открытым на Ямале месторождением углеводородов. Наличие здесь значительных запасов нефти и газа было доказано еще в 1964 году, однако отсутствие транспортной инфраструктуры и сложная геология долгое время не позволяли начать полномасштабной разработки.

Оператором проекта по освоению Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения является ООО «Газпромнефть - Ямал» – дочернее общество ПАО «Газпром нефть», входящее в структуру управления ООО «Газпромнефть-Развитие».

Строительством горизонтальных и многоствольных скважин, проведением многостадийного гидроразрыва пласта «Газпром нефть» добывается высокой эффективности добычи высококачественной малосернистой ямальской нефти.

«Газпромнефть-Ямал» владеет правом пользования недрами месторождения до 2150 года, что является самым продолжительным сроком действия лицензии среди активов «Газпром нефти»

В 2013 году действовала временная транспортная схема для вывоза нефти – по железной дороге до Паюты, далее автозимником. Таким образом в зимний сезон вывезли около 10 тыс. тонн нефти.

Первые попытки построить, соединенный с железнодорожной сетью морской порт в Обской губе были произведены еще в 1947 году, тогда строительство планировалось на мысе Каменном.

Для вывоза продукции с Новопортовского месторождения рассматривали несколько вариантов:

- первый – прокладка железнодорожной ветки к месторождению (более 200 км),
- второй – прокладка трубопровода (около 1000 км) в район Нового Уренгоя.
- третий - строительство терминала «Новый порт» в Обской губе в районе мыса Каменный

Приоритет был отдан третьему варианту и терминал вошел в эксплуатацию в 2015 году. Объем перевалки нефти с вводом первой очереди терминала составил 5,5 млн тонн в год, с выходом на полную мощность (к 2019 г.) – порядка 8,5 млн тонн.

Глава 2. Выбор схемы станции.

Развитие нефтегазовой и ряда смежных отраслей промышленности сегодня во многом зависит от дальнейшего совершенствования эксплуатации и обслуживания систем трубопроводного транспорта природных газов из отдаленных и слабо (трудно) освоенных регионов. Компрессорная станция, (КС) являясь неотъемлемой составляющей магистрального газопровода, обеспечивающего транспорт газа с помощью энергетического оборудования.

Так как наш проект предусмотрен для прибрежных нефтяных месторождений крайнего Севера, с небольшим выходом газа (когда строить наземную ГКС нецелесообразно), то будет использовано блочно-модульное исполнение компрессорной станции. В строительстве компрессорной установки, согласно ТЗ используется модульный принцип монтажа, а это значительно сокращает затраты на строительство в условиях заполярья и оптимизирует график реализации проекта.

Недостатком классической схемы КС является необходимость строительства станции в объеме, соответствующем полной производительности магистрального газопровода с учетом наращивания производительности магистрального газопровода в процессе эксплуатации, требующей больших капитальных вложений, направленных на установку оборудования, его эксплуатацию и ремонт. При длительной динамике развития производительности магистрального газопровода, обусловленной темпами разработки месторождений и постепенным развитием инфраструктуры потребления, большие капитальные вложения на этапе первоначального строительства являются совершенно не оправданными.

Модульная схема компоновки КС позволяет с минимальными затратами наращивать мощность КС при последовательном доводе компримирующих мощностей магистрального газопровода, обусловленном темпами увеличения производительности газопровода, а также постепенным развитием инфраструктуры потребления и пр. Такая схема компоновки позволит устанавливать только такое количество ТМ, которое необходимо для транспорта заданного объема газа. При увеличении производительности магистрального газопровода обеспечивается возможность оптимально быстрой установки необходимого количества ТМ с минимизацией капитальных затрат на строительство. Это дает экономический выигрыш в отсутствие необходимости капитальных вложений, направленных на установку оборудования в количестве, соответствующем полному развитию объекта, соответственно в этом случае и эксплуатационные, ремонтные затраты, количество обслуживающего персонала также будут сокращены. Принцип «серийности» в изготовлении одинаковых ТМ позволяет сократить сроки выполнения проектных работ и величину капитальных вложений на проведение строительно-монтажных работ.

Модульные блоки могут изготавливаться в самом различном исполнении для любых климатических условий, отвечая при этом всем пожарным и санитарным требованиям, имея систему отопления, вентиляции и электрооборудование.

За основную единицу конструкции для нашего модуля мы возьмем габариты стандартного 20-футового контейнера. Блок-контейнер — объёмный элемент полной заводской готовности, может быть замкнутым, незамкнутым, трансформируемым. Блок-контейнеры являются объёмными конструктивными элементами мобильных зданий и сооружений контейнерного или сборно-разборного типа (например, модульных зданий).

Большое распространение контейнеры с узкоспециальным назначением получили в труднодоступных регионах, таких как - Север, Сибирь, Дальний

Восток. С помощью таких модулей можно получить эффективно работающую сеть связи в условиях отсутствия инфраструктуры. Это дает также и экономическое преимущество при отсутствии необходимости капитальных вложений, которые направлены на установку оборудования в количестве, соответствующем полному развитию объекта, соответственно в данном случае и эксплуатационные, ремонтные затраты, количество персонала также будут сокращены. Принцип «серийности» при изготовлении идентичных модулей позволяет уменьшить сроки выполнения проектных работ и величину вложений на проведение строительного-монтажных работ.

Использование ТМ позволяет обеспечить:

- улучшение условий ремонтно-технического обслуживания

эксплуатируемого оборудования, проведение более точной диагностики технического состояния оборудования за счет возможности более продолжительного планового останова ТМ;

- сокращение количества арматуры

за счет отсутствия кранов на входах/выходах аппаратов, входящих в установки очистки и охлаждения газа;

- сокращение протяженности технологических трубопроводов

КС до 1,5 раз и, соответственно, сокращение до минимума длин «горячих» участков трубопроводов обвязки нагнетателя, по которым и проходит компримируемый газ, за счет минимальных расстояний между элементами ТМ в связи с отсутствием между ними противопожарных разрывов, а также за счет выполнения коллекторов прямолинейной формы.

Достоинства модульной компрессорной станции:

- **Всепогодны.**

Станция работает в любых климатических условиях при температуре окружающей среды от -60 до +50 °С;

- **Система автоматизации.**

МКС оборудована полнофункциональной системой автоматизации, которая обеспечивает бесперебойную работу станции без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

- **Система отопления и вентиляции.**

Для регулирования оптимальной рабочей температуры внутри компрессорной станции предусмотрена система климат-контроля, основанная на законе ПИД-регулирования, благодаря чему внутри станции может поддерживаться постоянная температура.

- **Быстрый ввод в эксплуатацию.**

Модульная станция поставляется в полной заводской готовности. Монтаж и пусконаладочные работы проводятся специалистами сервисной службы в короткие сроки (1-2 дня).

- **Простота эксплуатации.**

Мобильная станция работает в полностью автоматическом режиме.

Контроль, поддержка и управление всеми рабочими процессами происходит дистанционно.

- **Обслуживание.**

Все гарантийное и послегарантийное обслуживание происходит на территории заказчика.

- **Полностью готовы к работе.**

Для организации работы станции необходимы: горизонтальная площадка, подключение электросети и соединение выходного трубопровода с потребителем.

- **Удобны в транспортировке.**

На модульных боксах устанавливаются строповочные проушины для транспортировки грузоподъемной техникой: краном, гидropодъемником и т.д.

○ **Различные варианты исполнения.**

Возможны различные варианты исполнения МКС.

3. Компоновка компрессорной установки.

Согласно техническому заданию для перекачки ПНГ используется компрессорный агрегат на базе винтового компрессора. Помимо компрессорного агрегата в состав установки так же входит вспомогательное оборудование.

Количество оборудования для 2-х КС (1 рабочая + 1 резервная)

1. Входной сепаратор газа – 2 шт.
2. Выходной сепаратор газа (маслоотделитель) – 4 шт.
3. Привод компрессора – 4 шт
4. Маслонасос с приводом – 4 шт.
5. Маслобаки – 2 шт.
6. АВО газа – 2 шт.
7. АВО масла – 4 шт.
8. Фильтры масла – 4 шт.
9. Фильтры тонкой очистки масла – 4 шт.
10. Компрессоры винтовые – 4 шт.
11. Комплект арматурной обвязки и КИП – 4 комплекта
12. Трубопроводы

Также в нашем проекте будет применяться следующее дополнительное оборудование:

- Блок – боксы для агрегатов – 4 шт.
- Баржа – 1 шт.

КУ должна представлять собой смонтированный в блочном исполнении полной или максимальной (в зависимости от транспортного габарита оборудования) заводской готовности комплекс, с установленным технологическим и вспомогательным оборудованием, технологическими трубопроводами, установленной запорно-регулирующей арматурой, КИПиА, охранной сигнализации, автоматического газового пожаротушения, пожарной сигнализации с системой оповещения и управления эвакуацией, системой радио или телефонной связи, приборами отопления, электроосвещения и вентиляции (приточной, вытяжной и аварийно вытяжной), системой автоматического пожаротушения, системой контроля загазованности, системой контроля вибрационных характеристик оборудования.

Все вспомогательное оборудование, агрегат компрессорный, сепарационное оборудование, аппараты воздушного охлаждения газа и масла должны быть в полном объеме оснащены всей запорно-регулирующей арматурой, трубопроводной обвязкой, датчиками системы автоматизации, приборами, кабельными линиями, а также всеми межблочными связями.

Компоновка оборудования КС должна обеспечивать доступ к каждому элементу механизма для визуального осмотра, проведения ревизии (без демонтажа), съема других установочных элементов. Выполнить площадки обслуживания для доступа к отдельным частям и механизмам.

Компрессорный агрегат должен быть удобен и технологичен в разборке и сборке во время эксплуатации с минимальными техническими затратами.

Технологическая схема компримирования выглядит следующим образом.

Газ от концевой ступени сепарации нефти, паров нефти от РВС и установок дегазации воды поступает для очистки во входной сепаратор первой ступени.

Газ из входного сепаратора поступает на первую ступень сжатия — на всасывание компрессорного агрегата. Основа агрегата - маслозаполненный ротационный винтовой компрессор с регулируемой производительностью от 10 до 100%. Максимальная производительность составляет =7700 м³/час.

Регулирование производительности компрессора осуществляется с помощью золотника, размещенного в корпусе компрессора, с управлением от гидравлического цилиндра. Поршень гидравлического цилиндра приводится в действие подачей смазочного масла на одну или на другую сторону поршня. Поршень гидравлического цилиндра, перемещая золотник, изменяет точку по длине ротора, в которой начинается сжатие.

Скомпримированный газ после компрессора подается в маслоотделитель, который предназначен для отделения масла от газа. Отделившееся масло попадает в маслобак. Для очистки масла используются масляные фильтры. Масло из маслобака с помощью насоса подается в маслоохладитель для понижения его температуры. От маслоотделителя смазочное масло с помощью насоса так же подается в маслоохладитель.

После маслосепаратора очищенный газ поступает на АВО газа, смонтированное на собственной раме. На линии нагнетания после охлаждения газа необходимо предусмотреть установку сепаратора выходного с клапанной сборкой: 1 рабочий и 1 резервный предохранительные клапаны, оборудованные рычагом для подрыва.

Далее, охлажденный и очищенный газ поступает на вторую ступень компримирования.

Компрессор первой ступени компримирования.**Предварительный термодинамический расчет**

Расчетная производительность (при температуре 50 °С)

$$V_p = \frac{V * T_{вс} * 10^5}{P_{вс} * 10^5 * 293} = \frac{2,13889 * 323,15 * 10^5}{1,02 * 10^5 * 293} = 2,3422 \text{ м}^3/\text{сек} \quad (1.1)$$

Отношение давлений при теоретическом цикле в рабочей камере компрессора

$$\Pi = \frac{P_k}{P_n} = \frac{0,4 * 10^6}{0,102 * 10^6} = 3,9216 \quad (1.2)$$

Средняя потеря давления в процессе всасывания

$$\Delta P_n = \beta_n * P_n = 0,03 * 0,102 * 10^6 = 3,06 * 10^3 \text{ Па} \quad (1.3)$$

Где $\beta_n = (0,03 - 0,04)$ – относительные потери давления при проходе газа в тракте линии всасывания, в камере и окне всасывания и в каналах рабочей камеры за время всасывания.

Средняя потеря давления в процессе нагнетания

$$\Delta P_k = \beta_k * P_k = 0,03 * 0,4 * 10^6 = 1,2 * 10^4 \text{ Па} \quad (1.4)$$

Где $\beta_k = 0,03 - 0,06$ – относительные потери давления при проходе газа через окно и камеру нагнетания и в нагнетательном тракте установки.

Средние расчетные давления в рабочей камере при действительном цикле в процессе всасывания

$$P'_n = P_n - \Delta P_n = 0,102 * 10^6 - 3,06 * 10^3 = 9,894 * 10^4 \text{ Па} \quad (1.5)$$

Средние расчетные давления в рабочей камере при действительном цикле в процессе нагнетания

$$P'_k = P_k + \Delta P_k = 0,4 * 10^6 + 1,2 * 10^4 = 4,12 * 10^5 \text{ Па} \quad (1.6)$$

Где индекс «'» здесь и далее обозначает параметры в рабочей камере.

Предварительный коэффициент давления

$$\lambda'_d = 1 - \beta_v = 1 - 0,03 = 0,97 \quad (1.7)$$

Отношение давлений при действительном цикле в рабочей камере компрессора

$$P' = \frac{P'_K}{P'_H} = \frac{4,12 * 10^5}{9,894 * 10^4} = 4,1641 \quad (1.8)$$

Предварительный коэффициент подогрева

$$\lambda'm = 0,98 - c * (P' - 1) = 0,98 - 0,002 * (4,1641 - 1) = 0,9737 \quad (1.9)$$

Где $c=(0,002-0,005)$ – для маслозаполненных компрессоров.

Относительную величину внешних утечек примем равной

$$v'_{Bv} = 0,05$$

Относительную величину внутренних притечек примем равной

$$v'_{np} = 0,05$$

Коэффициент использования, показывающий степень использования теоретического объема парной полости при заполнении рабочей камеры в процессе всасывания примем равным

$$v'_{исп} = 0,03$$

Предварительный коэффициент производительности

$$\begin{aligned} \lambda &= \lambda'\delta * \lambda'm * (1 - v'_{исп}) - v'_{np} - v'_{Bv} = 0,97 * 0,9737 * (1 - 0,03) - 0,2 - 0,05 \\ &= 0,8161 \quad (1.10) \end{aligned}$$

Геометрическая производительность

$$V_h = \frac{V_p}{\lambda} = \frac{2,3422}{0,8161} = 2,8699 \text{ м}^3/\text{сек} \quad (1.11)$$

Выбор и расчет основных геометрических параметров

Передаточное отношение

$$i = \frac{m_2}{m_1} = \frac{6}{4} = 1,5 \quad (1.12)$$

$$K_l = \frac{L}{d_1} = \text{задается в диапазоне от 1 до 2,5}$$

Коэффициент качества профиля

$$d_2 = d_{2H} * (1 + \xi_2) = 0,4306 * (1 + 0,05) = 0,4522 \quad (1.21)$$

Уточненные значения относительной высоты зуба

Ведущего винта:

$$\xi_1 = \frac{d_1 - d_{1H}}{d_{1H}} = \frac{0,4479 - 0,2871}{0,2871} = 0,56 \quad (1.22)$$

Ведомого винта:

$$\xi_2 = \frac{d_2 - d_{2H}}{d_{2H}} = \frac{0,4522 - 0,4306}{0,4306} = 0,05 \quad (1.23)$$

Частота вращения ведущего винта

$$n_0 = \frac{u_1}{\pi d_{1H} * (1 + \xi_1)} = \frac{48}{3,14 * 0,4479} = 34,1154 \text{ 1/c} \quad (1.24)$$

Частота вращения вала электродвигателя

$$n_3 = \frac{3000}{60} = 50 \text{ 1/c} \quad (1.25)$$

$$n_3 = n_3 * 0,96 = 48 \text{ 1/c} \quad (1.26)$$

Длина роторов

$$L = K_L * d_1 = 2 * 0,4479 = 0,8958 \text{ м} \quad (1.43)$$

Расчет мощности и КПД компрессора

Степень повышения давления

$$\varepsilon = \frac{P_{наг}}{P_{всас}} = \frac{400 \text{ 000}}{102 \text{ 000}} = 3,9216 \quad (1.39)$$

Внутренняя геометрическая степень сжатия:

$$\varepsilon_2 = \varepsilon^n = 7,96^{\frac{1}{1,13}} = 3,3511 \quad (1.40)$$

Индикаторная мощность

$$Q_m = \frac{G_e * C_p * T_{вс}}{k} * \left[\frac{n_1 - k}{n_1 - 1} * \left(\varepsilon_2^{\frac{n_1-1}{n_1}} - 1 \right) + \frac{k - n}{n - 1} * \left(\varepsilon_2^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right) \right] * 10^3$$

$$= 1,5249 * 10^6 \frac{\text{Дж}}{\text{с}} \quad (1.93)$$

Теплоемкость масла при рабочей температуре 40-60 °С

$$C_m = 1,7 * 10^3 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} * \text{К}}$$

Плотность масла при рабочей температуре 40-60 °С

$$\rho_m = 870 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Перепад температуры масла на входе и выходе

$$\Delta t = 50 \text{ К}$$

Объемный расход масла, необходимый для отвода теплоты сжатия

$$G_{V1} = \frac{Q_m}{c_m * \rho_m * \Delta t} = \frac{1\,524\,900}{1700 * 870 * 50} = 0,0206 \frac{\text{м}^3}{\text{сек}} \quad (1.94)$$

Объемный расход, необходимый для отвода теплоты трения

$$N_{\text{мех}} = N_e - N_i = 477\,820 - 463\,490 = 1,4335 * 10^4 \text{ Вт} \quad (1.95)$$

$$G_{V2} = \frac{N_{\text{мех}}}{c_m * \rho_m * \Delta t} = \frac{14\,335}{1700 * 870 * 50} = 0,0002 \frac{\text{м}^3}{\text{сек}} \quad (1.96)$$

Суммарный объемный расход масла

$$G_V = G_{V1} + G_{V2} = 0,0206 + 0,0002 = 0,0208 \frac{\text{м}^3}{\text{сек}} \quad (1.97)$$

Разность давлений масла на входе и выходе из маслонасоса

$$\Delta P_m = P_m - P_k = 700\,000 - 400\,000 = 300\,000 \text{ Па} \quad (1.98)$$

КПД насоса примем равным

$$\eta_n = 0,8$$

Мощность масляного насоса

$$N_H = \frac{\Delta P_m * G_V}{\eta_n} = \frac{300\,000 * 0,0208}{0,8} = 7,8053 \text{ кВт} \quad (1.99)$$

Средняя потеря давления в процессе всасывания

$$\Delta P_H = \beta_H * P_H = 0,03 * 3,5 * 10^5 = 1,05 * 10^4 \text{ Па} \quad (2.3)$$

Где $\beta_H = (0,03 - 0,04)$ – относительные потери давления при проходе газа в тракте линии всасывания, в камере и окне всасывания и в каналах рабочей камеры за время всасывания.

Средняя потеря давления в процессе нагнетания

$$\Delta P_K = \beta_K * P_K = 0,03 * 1,45 * 10^6 = 4,35 * 10^4 \text{ Па} \quad (2.4)$$

Где $\beta_K = 0,03 - 0,06$ – относительные потери давления при проходе газа через окно и камеру нагнетания и в нагнетательном тракте установки.

Средние расчетные давления в рабочей камере при действительном цикле в процессе всасывания

$$P'_H = P_H - \Delta P_H = 3,5 * 10^5 - 1,05 * 10^4 = 3,395 * 10^5 \text{ Па} \quad (2.5)$$

Средние расчетные давления в рабочей камере при действительном цикле в процессе нагнетания

$$P'_K = P_K + \Delta P_K = 1,45 * 10^6 + 4,35 * 10^4 = 1,4935 * 10^6 \text{ Па} \quad (2.6)$$

Где индекс «'» здесь и далее обозначает параметры в рабочей камере.

Предварительный коэффициент давления

$$\lambda'_d = 1 - \beta_v = 1 - 0,03 = 0,97 \quad (2.7)$$

Отношение давлений при действительном цикле в рабочей камере компрессора

$$\Pi' = \frac{P'_K}{P'_H} = \frac{1,4935 * 10^6}{3,395 * 10^5} = 4,3991 \quad (2.8)$$

Предварительный коэффициент подогрева

$$\lambda'_t = 0,98 - c * (\Pi' - 1) = 0,98 - 0,002 * (4,3991 - 1) = 0,9732 \quad (2.9)$$

Где $c = (0,002 - 0,005)$ – для маслозаполненных компрессоров.

Относительную величину внешних утечек примем равной

$$v'_{Bv} = 0,05$$

Относительную величину внутренних притечек примем равной

$$v'_{np} = 0,05$$

$$\xi_2 = \frac{d_2 - d_{2H}}{d_{2H}} = 0,05 \quad (2.16)$$

Диаметр начальной окружности ведущего винта

$$\begin{aligned} d_{1H} &= \sqrt{\frac{4 * V_h}{K_L * u_1 * [\chi_1 * (1 + \xi_1)^2 + \chi_2 * \frac{(i + \xi_2)^2}{i}]} \\ &= \sqrt{\frac{4 * 2,2713}{2 * 48 * [0,3 * (1 + 0,56)^2 + 0,45 * \frac{(1,5 + 0,05)^2}{1,5}]} \\ &= 0,2554 \text{ м} \quad (2.17) \end{aligned}$$

Диаметр начальной окружности ведомого винта

$$d_{2H} = d_{1H} * i = 0,2554 * 1,5 = 0,3831 \text{ м} \quad (2.18)$$

Межосевое расстояние

$$A = \frac{d_{1H} + d_{2H}}{2} = \frac{0,2554 + 0,3831}{2} = 0,3193 \text{ м} \quad (2.19)$$

Диаметр внешних окружностей

Ведущего винта:

$$d_1 = d_{1H} * (1 + \xi_1) = 0,2554 * (1 + 0,56) = 0,3984 \text{ м} \quad (2.20)$$

Ведомого винта:

$$d_2 = d_{2H} * (1 + \xi_2) = 0,3831 * (1 + 0,05) = 0,4023 \quad (2.21)$$

Уточненные значения относительной высоты зуба

Ведущего винта:

$$\xi_1 = \frac{d_1 - d_{1H}}{d_{1H}} = \frac{0,3984 - 0,2554}{0,2554} = 0,56 \quad (2.22)$$

Ведомого винта:

$$\xi_2 = \frac{d_2 - d_{2H}}{d_{2H}} = \frac{0,4023 - 0,3831}{0,3831} = 0,05 \quad (2.23)$$

Частота вращения ведущего винта

$$n_0 = \frac{u_1}{\pi d_{1H} * (1 + \xi_1)} = \frac{48}{3,14 * 0,3984} = 38,3476 \text{ 1/с} \quad (2.24)$$

Частота вращения вала электродвигателя

$$n_3 = \frac{3000}{60} = 50 \text{ 1/с} \quad (2.25)$$

$$n_3 = n_3 * 0,96 = 48 \text{ 1/с} \quad (2.26)$$

Длина роторов

$$L = K_L * d_1 = 2 * 0,3984 = 0,7969 \text{ м} \quad (2.43)$$

Расчет мощности и КПД компрессора второй ступени.

Отношение давлений при теоретическом цикле в рабочей камере компрессора

$$\Pi = \frac{P_K}{P_H} = \frac{1,45 * 10^6}{3,5 * 10^5} = 4,1429 \quad (2.2)$$

Степень повышения давления

$$\varepsilon = \frac{P_{наг}}{P_{всас}} = \frac{1\ 450\ 000}{350\ 000} = 4,3991 \quad (2.39)$$

Внутренняя геометрическая степень сжатия:

$$\varepsilon_2 = \varepsilon^n = 4,3991^{\frac{1}{1,13}} = 3,5179 \quad (2.40)$$

Индикаторная мощность

$$\begin{aligned} N_i &= K * V_h \left[\frac{P_{вс}}{n-1} * (\varepsilon_2^{n-1} - n) + \frac{P_{наг}}{\varepsilon_2} \right] \\ &= 1,07 * 2,2713 * \left[\frac{350\ 000}{1,13-1} * (3,5179^{1,13-1} - 1,13) + \frac{1\ 450\ 000}{3,5179} \right] \\ &= 8,066 * 10^5 \text{ Вт} \quad (806,6 \text{ кВт}) \end{aligned}$$

Механический КПД примем равным

$$\eta_{мех} = 0,97$$

Мощность, потребляемая компрессором

$$N_e = \frac{N_i}{\eta_{мех}} = \frac{1,3135 * 10^6}{0,97} = 7,824 * 10^5 \text{ Вт} \quad (782,4 \text{ кВт})$$

$$G_{V1} = \frac{Q_M}{c_M * \rho_M * \Delta t} = \frac{4,1704 * 10^6}{1700 * 870 * 50} = 0,0564 \frac{m^3}{сек} \quad (2.94)$$

Объемный расход, необходимый для отвода теплоты трения

$$N_{Mex} = N_e - N_i = 1354200 - 1313500 = 4,0625 * 10^4 \text{ Вт} \quad (2.95)$$

$$G_{V2} = \frac{N_{Mex}}{c_M * \rho_M * \Delta t} = \frac{4,0625 * 10^4}{1700 * 870 * 50} = 0,0005 \frac{m^3}{сек} \quad (2.96)$$

Суммарный объемный расход масла

$$G_V = G_{V1} + G_{V2} = 0,0564 + 0,0005 = 0,0569 \frac{m^3}{сек} \quad (2.97)$$

Разность давлений масла на входе и выходе из маслонасоса

$$\Delta P_M = P_M - P_K = 1\,750\,000 - 1\,450\,000 = 300\,000 \text{ Па} \quad (2.98)$$

КПД насоса примем равным

$$\eta_H = 0,8$$

Мощность масляного насоса

$$N_H = \frac{\Delta P_M * G_V}{\eta_H} = \frac{300\,000 * 0,0569}{0,8} = 21,354 \text{ кВт}$$

Основные параметры компрессора второй ступени приведены в таблице ниже

Таблица __. Основные параметры компрессора первой ступени

Параметр	Значение
Расчетная производительность, $V_p, \text{ м}^3/\text{сек}$	1,8527
Отношение давлений, П	4,1429
Геометрическая производительность, $V_h, \text{ м}^3/\text{сек}$	2,2713
Мощность потребляемая компрессором,	782,4

$N_e, кВт$	
Длина роторов, L, м	0,7969
Суммарный объемный расход масла, $G_V, м^3/сек$	0,0569

По техническому заданию для перекачки ПНГ используется компрессорный агрегат на базе винтового компрессора.

- объемная производительность () = 510...7700 м3/час.
- Тип компрессорного агрегата: винтовой
- Регулирование производительности, %: 1...100
- тип привода: электрический
- рабочая среда – попутный нефтяной газ,
- Плотность газа (при $t=20\text{ }^\circ\text{C}$, $P=0,1013\text{ МПа}$), кг/м3: 1,605

Компонентный состав газа приведен в техническом задании.

Диапазоны изменения режимных параметров компрессорной установки представлены в таблице ниже.

Давление (абс.) газа, МПа (кгс/см ²)	На входе (на приеме) 1-й ступени.	0,1015(1,015)...0,102(1,02)
	На выходе (нагнетании) 1-й ступени	0,3 (3,0) ... 0,4(4,0)
	На входе (на приеме) 2-й ступени.	0,3 (3,0) ... 0,35 (3,5)
	На выходе (нагнетании) 2-й ступени	1,3 (13,0) ... 1,45 (14,5)

Внутренняя геометрическая степень сжатия:

$$\varepsilon_2 = \varepsilon^n = 4,3991^{\frac{1}{1,13}} = 3,5179 \quad (2.40)$$

Индикаторная мощность

$$\begin{aligned} N_i &= K * V_h \left[\frac{P_{вс}}{n-1} * (\varepsilon_2^{n-1} - n) + \frac{P_{наг}}{\varepsilon_2} \right] \\ &= 1,07 * 2,8699 * \left[\frac{350\,000}{1,13-1} * (3,5179^{1,13-1} - 1,13) + \frac{1\,450\,000}{3,5179} \right] \\ &= 8,066 * 10^5 \text{ Вт} \quad (806,6 \text{ кВт}) \end{aligned}$$

Механический КПД примем равным

$$\eta_{мех} = 0,97$$

Мощность, потребляемая компрессором

$$N_e = \frac{N_i}{\eta_{мех}} = \frac{1,3135 * 10^6}{0,97} = 7,824 * 10^5 \text{ Вт} \quad (782,4 \text{ кВт})$$

Таким образом, с учетом запаса по мощности 15% посчитаем требуемую мощность электродвигателя:

$$\underline{782,4 * 1,15 = 899,3 \text{ кВт}}$$

Из модельного ряда выберем двигатель с ближайшим номиналом. Ближайший номинал электродвигателя – 1000 кВт

Для нашего проекта используем маслозаполненные винтовые компрессоры марки Howden, модельного ряда WRV.

Для первой ступени компримирования воспользуемся компрессором со следующими параметрами:

Компрессор винтовой маслозаполненный Howden WRVi 365/193

- Объемная производительность – до 7 920 м³/ч
- Частота вращения вала - 2980 об/мин
- Диаметр всасывающего порта – 350 мм.
- Габариты: 2520 x 1125 x 1155 мм
- Вес: ~6100 кг

Для второй ступени компримирования воспользуемся аналогичным компрессором со следующими параметрами:

Компрессор винтовой маслозаполненный Howden WRVi 510/193

- Объемная производительность – до 21 000 м³/ч
- Частота вращения вала - 1480 об/мин
- Диаметр линии всасывания – 400 мм.
- Габариты: 3233 x 1560 x 1500 мм
- Вес: ~11 800 кг

3.2 Входной сепаратор газа.

Газовые сепараторы являются обязательным оборудованием в технологических линиях на предприятиях добычи и хранения природного газа, нефтегазодобывающих, перерабатывающих и химических предприятиях. Они выполняют функцию предварительной очистки природного или попутного нефтяного газа от механических примесей, конденсата, нефти, капельной влаги перед последующей его переработке или перед транспортировкой по магистральным трубопроводам. Также они выполняют функцию защиты компрессора от попадания в него жидкости и возникновения гидроудара.

Газовый сепаратор— вертикальный или горизонтальный цилиндрический сосуд, объем которого зависит от количества, проходящего через него газа. Газ вводится в среднюю часть сепаратора, где попадает сначала на коагулятор, а затем проходя сетчатую насадку, освобождается от капель, содержащихся в нём жидкости, и выводится из верхней части оборудования. Отделившийся конденсат стекает вниз газового сепаратора, откуда по мере накопления сбрасываются в дренажную емкость.

Для нашего проекта используем газосепаратор горизонтальный модернизированный, модели ГСМ -2,5-1200-1-Т-И-П-ХЛ1, производства ООО «РНГ - Инжиниринг».

Газосепараторы модернизированные ГСМ предназначены для качественной очистки природного или попутного нефтяного газа от капельной жидкости (конденсата, ингибитора гидратообразования, нефти, воды) на промышленных установках подготовки газа для транспорта потребителю или на ГПЗ

Основные параметры сепаратора представлены в таблице _____

Основные параметры газового сепаратора

Название параметра	Значение
Рабочая среда	Попутный нефтяной и природный газ
Температура окружающей среды, °С	от -60 до +50
Производительность по газу, м ³ /час	20700-74900
Внутренний диаметр аппарата, мм	1200
Длина сосуда, м	5,6
Рабочий объем, м ³	6,3
Давление расчетное, Мпа	до 6,3

Для защиты компрессора, непосредственно на всасывающей линии, перед всасывающим портом, требуется предусмотреть установку фильтра входного (с клапанной сборкой: 1 рабочий и 1 резервный предохранительные клапаны, оборудованные рычагом для подрыва), на газовой линии на входе в установку предусмотреть фильтры для улавливания механических примесей с быстросъемными картриджами

3.3 Привод компрессорного агрегата.

Приводом компрессора согласно ТЗ служит взрывозащищенный высоковольтный электродвигатель.

Потребляемая мощность, кВт, не более	Определить на этапе проектирования компрессора
Напряжение, В	6000
Количество фаз	3

Частота тока, Гц	50
------------------	----

Мощность, потребляемая компрессором равна

Мощность, потребляемая компрессором первой ступени равна

$$N_e = \frac{N_i}{\eta_{\text{мех}}} = \frac{463\,490}{0,97} = 4,778 * 10^5 \text{ Вт (478,8 кВт)}$$

Таким образом, с учетом запаса по мощности 15% посчитаем требуемую мощность электродвигателя:

$$478,8 * 1,15 = 549,7 \text{ кВт}$$

Из модельного ряда выберем двигатель с ближайшим номиналом. Ближайший номинал электродвигателя – 630 кВт

Выберем электродвигатель из линейки компании MENZEL Elektromotoren GmbH, модели MEBKGR400-02 мощностью 630 кВт. Номиналы двигателей их производства охватывают весь существующий диапазон и могут обеспечить нас необходимой степенью взрывозащиты.

Таким образом, электродвигатель будет иметь следующие параметры:

Основные параметры электродвигателя

	Название параметра	Значение
	Тип	Взрывозащищенный
	Мощность, кВт	630
	Число оборотов, об/мин	2980

Мощность, потребляемая компрессором второй ступени равна

$$N_e = \frac{N_i}{\eta_{\text{мех}}} = \frac{1,3135 * 10^6}{0,97} = 7,824 * 10^5 \text{ Вт (782,4 кВт)}$$

Таким образом, с учетом запаса по мощности 15% посчитаем требуемую мощность электродвигателя:

$$782,4 * 1,15 = 899,3 \text{ кВт}$$

Из модельного ряда выберем двигатель с ближайшим номиналом. Ближайший номинал электродвигателя – 1000 кВт

Выберем электродвигатель из линейки компании MENZEL Elektromotoren GmbH, модели MEBKGR450-02 мощностью 1000 кВт (1 МВт). Номиналы двигателей их производства охватывают весь существующий диапазон и могут обеспечить нас необходимой степенью взрывозащиты.

Таким образом, электродвигатель будет иметь следующие параметры:

Основные параметры электродвигателя

Название параметра	Значение
Тип	Взрывозащищенный
Мощность, кВт	1000
Число оборотов, об/мин	1450

3.4 Масляная система.

Масляная система должна обеспечивать постоянное и бесперебойное обеспечение маслом системы впрыска компрессора, а также подачу смазки на подшипниковые узлы и торцевые уплотнения компрессора.

Для этого необходимо предусмотреть отдельные системы для впрыска (охлаждения газа) и смазки подшипников и уплотнений.

У каждого компрессора должна быть своя независимая система хранения и подачи масла.

Система должна быть максимально надежной и обеспечивать работу компрессорного агрегата на протяжении не менее чем 5000 часов без дополнительного технического обслуживания.

Охлаждение масла нужно организовать посредством аппарата воздушного охлаждения (АВО).

Для каждой системы нужно предусмотреть систему фильтрации масла, с периодичностью замены фильтров не менее 2 000 часов. Фильтрующие элементы должны иметь возможность замены без остановки КС.

Рассмотрим элементы масляной системы по отдельности.

Так как в нашей схеме используется маслозаполненный винтовой компрессор, то возникает необходимость отделять компримированный газ от масла и загрязнений. Для этого в схеме компрессорного агрегата необходимо предусмотреть отделитель масла. Воспользуемся горизонтальным маслоотделителем на базе комбинированной схемы.

Маслоотделитель первичной очистки. Для первичной очистки используем циклонную схему отделения масла. Когда смесь газа и масла, сжатая компрессором, поступает в циклонный маслоотделитель, образуется вихревой поток за счёт спиралевидных пластин — элементов устройства. Под действием циклонного вихря масло, обладающее большим удельным весом относительно газа, отделяется и осаждается на стенке сосуда, а затем стекает в его нижнюю область.

На втором этапе газ проходит через сетчатый фильтр, в котором осаждается оставшееся масло. Обеспечивает второй этап очистки. Такой комплексный подход позволяет минимизировать остаточные масляные пары на выходе до 1,3 мг/м³.

Таким образом, отделившееся масло остается на дне сосуда и поступает дальше по масляной системе, а очищенный от масла сжатый газ из верхней части сосуда поступает дальше на АВО.

Основные параметры маслоотделителя

	Название параметра	Значение
	Объем, м ³	2,57
	Давление рабочее, МПа	1,6
	Диаметр внутренний, мм	1200
	Степень уноса масла, мг/м ³	не более 4

Отделитель масла будет изготавливаться под заказ, учитывая основные параметры установки. Предполагается дальнейшее обращение к заводам-изготовителям для заказа данного вида оборудования.

Фильтр масляный.

Масляный фильтр представляет собой цилиндр с установленным внутри корпуса фильтрующим элементом, который состоит из каркаса, фильтрующего материала и резиновых уплотнительных колец, проходя через который, отделяется масло и удаляются твердые частицы из газа.

Масляный фильтр будет изготавливаться под заказ, учитывая основные параметры установки. Предполагается дальнейшее обращение к заводам-изготовителям для заказа данного вида оборудования.

Масляный насос.

Для перекачивания тягучих жидкостей и суспензий используются масляные шестеренчатые насосы. Они предназначены для работы в нефтегазовой отрасли и пищевой промышленности, химическом производстве и машиностроении.

Масляные шестеренчатые насосы предназначены для перекачки масла и других жидкостей подобной вязкости в гидравлических циркуляционных системах и системах смазки. Они обеспечивают равномерный поток, высокую производительность, которая обеспечивается за счет конфигурации шестеренок и скорости приводного двигателя, легкость эксплуатации и возможность перекачивать разнородные жидкости. Эти насосы имеют всего две движущиеся детали, что резко повышает срок службы насоса в целом.

Для прокачки масла в масляной системе будем использовать шестеренчатый масляный насос производства компании Kracht GmbH, модели KF 630 RF. Основные характеристики насоса приведены в таблице 3.1.3.

Таблица 3.1.3

Основные параметры масляного насоса

	Название параметра	Значение
	Число ступеней насоса	1

	Мощность двигателя, кВт	25
	Подача номинальная, л/мин	до 1050
	Рабочее давление, МПа	до 2,5
	Максимальная температура жидкости, °С	до 150

Фильтр тонкой очистки масла.

Фильтр тонкой очистки предназначен для фильтрации масла от посторонних механических частиц, образующихся в процессе эксплуатации установки.

Промышленный масляный фильтр работает с различными маслами. Основная особенность этих фильтров - это способность работать с сильнозагрязненными средами.

В фильтре осуществляется фильтрация масла от металлосодержащих частиц, оставшихся во внутренних полостях после монтажа установки (например, металлическая стружка, окалина) при помощи магнита. Другие частицы, обладающие полярностью, например, частицы, образованные при истирании и износе, также притягиваются магнитами.

Жидкость проходит через фильтр-элемент в направлении "изнутри наружу", и все посторонние частицы собираются в фильтрующей вставке.

Основные характеристики фильтра приведены в таблице 3.1.4.

Таблица 3.1.4

Основные параметры масляного фильтра тонкой очистки.

	Название параметра	Значение
	Диапазон рабочих температур, °С	-40 до +120°С
	Рабочее давление, МПа	до 2
	Тонкость фильтрации, мкм	10

Масляный бак.

Для хранения масла используется маслобак. Маслобак будет изготавливаться под заказ, учитывая основные параметры установки. Предполагается дальнейшее обращение к заводам-изготовителям для заказа данного вида оборудования.

. Предварительные параметры маслобака:

Таблица 3.2.6

Основные параметры маслобака

	Название параметра	Значение
	Объем, м ³	3,9
	Давление условное, МПа	1,6
	Диаметр внутренний, мм	1200
	Длина сосуда, м	3,4

Аппараты воздушного охлаждения.

Аппараты воздушного охлаждения (АВО) применяют для осуществления необходимых тепловых процессов, таких как:

Охлаждение газов и жидкостей;

Конденсация газа;

Конденсация пара-жидкостных сред.

По принципу действия АВО относят к поверхностным аппаратам, а по способу передачи теплоты к рекуперативным. Использование аппаратов воздушного охлаждения в технологических процессах нефтеперерабатывающих заводов широко распространено. АВО можно отнести к аппаратам поверхностного типа, где в качестве хладагента используют атмосферный воздух. Данные аппараты рассчитаны на работу в широком диапазоне рабочих давлений. Давление аппарата определяет охлаждаемая среда и ее температура.

АВО состоит из следующих основных частей:

- Секций теплообменных оребренных труб
- Системы подачи воздуха
- Опорных металлоконструкций

Секции АВО представляют собой пучок из оребренных труб, собранных в трубной решетке и закреплённые методом развальцовки с- или без- обварки. Трубная решетка соединяется с коллектором, к которому в свою очередь подводят трубопроводы, падающие или отводящие охлаждаемую среду.

Секции АВО состоят из труб с оребрением, которое выполняется методом накатки или навивки. На российских нефтехимических предприятиях чаще используют накатные ребра, получаемые выдавливанием ребер из алюминиевой трубы надетой на стальную. Такие трубы имеют увеличенный коэффициент теплопередачи по сравнению с гладкими, что позволяет компенсировать низкую теплоотдачу воздуха.

Для охлаждения масла до нужной температуры используется аппарат воздушного охлаждения масла, который может быть подобран из имеющегося модельного ряда компании ГК «Евромаш» под необходимые нам параметры. Используем модель аппарата воздушного охлаждения АВО-175-08/4. АВО масла, должно быть смонтировано на собственной раме, отдельной от рамы компрессорного агрегата.

Основные параметры АВО масла.

Площадь поверхности теплообмена, м ²	172,4
Расход воздуха, м ³ /час	23'000
Мощность электродвигателя, кВт	3
Частота вращения, об/мин	1500

Для межступенчатого охлаждения газа до необходимой температуры также применим аппарат воздушного охлаждения горизонтальный типа АВГ,

который может быть подобран из имеющегося модельного ряда компании ООО «Завод нефтяного и газового оборудования» под необходимые нам параметры.

АВО газа, должно быть смонтировано на собственной раме, отдельной от рамы компрессорного агрегата.

Аналогичный охладитель газа будет применяться для охлаждения компримированного газа на выходе со второй ступени компрессора.

Основные параметры модельного ряда АВГ

	Название параметра	Значение
	Давление рабочее, МПа	0,6; 1,6; 2,5; 4,0; 6,3
	Температура рабочей среды, °С	-40...300
	Количество теплообменных секций	3
	Число рядов труб в секции	4, 6, 8
	Число ходов по трубам	1, 2, 3, 4, 6, 8
	Количество труб	82, 94, 123, 141, 164, 188
	Длина теплообменных труб, м	4, 8
	Коэффициент оребрения	9; 14,6; 20
	Поверхность теплообмена, м ²	875-6400
0	Диаметр колеса вентилятора, м	2,8
1	Мощность тихоходного электродвигателя, кВт	22, 30, 37
2	Масса, кг	7230-25760

3.10 Блок-бокс для компрессорного агрегата.

Блок-бокс должен быть полностью готовым к эксплуатации и требует от заказчика лишь подготовки горизонтальной площадки по размеру блок-контейнера, а также подвода напряжения. В комплект входят приточно-вытяжная вентиляция с возможностью регулировки температуры, система сигнализации о пожаре, система электроснабжения с автоматическим вводом резерва и т.д.

В нашем проекте будем использовать блочно-модульное здание на основе стального каркаса, утепленных наружных стен, утепленных потолка и пола, металлических дверей. Каркас должен быть выполнен из горячекатаных металлических профилей. Основание блочно-модульного здания следует закрыть снизу металлическим листом и утеплить. В качестве базовой единицы одного модуля возьмем за основу габариты 20-футового высокого контейнера. Его параметры представлены в таблице

Таблица Параметры контейнера

Параметры	20-футовый высокий контейнер 20' HC
Размеры внешне	
Длина, мм	6058
Ширина, мм	2438
Высота, мм	2591
Размеры внутренние	
Длина, мм	5898
Ширина, мм	2352
Высота, мм	2393
Дверной проем	
Ширина, мм	2336
Высота, мм	2291
Характеристика	
max Брутто, кг	24000-30480
Масса тары, кг.	2145-2370
Полезная нагрузка, кг.	21630-28335
Объем, куб.м	33-33,2

1. Каркас блока выполнен металлическим, пролетом 2,0 м

2. Несущим каркасом здания должны являться поперечные рамы, состоящие из колонн и ригелей. Шаг поперечных рам – 6,0 и 3,0 м.
3. Здание должно иметь систему вертикальных и горизонтальных связей, которые обеспечивают геометрическую неизменяемость и пространственную жесткость каркаса. Устойчивость конструкций в продольном направлении обеспечить системой связей и распорок, в поперечном направлении – рамная схема с жестким соединением колонн и ригелей и шарнирным опиранием колонн на фундаменты
4. Объемно-планировочные решения производственных и зданий принять из условия размещения в них необходимого технологического оборудования и коммуникаций с учетом нормальной их эксплуатации, обслуживания и ремонта и с учетом действующей на территории РФ нормативной документации по строительному и технологическому проектированию.
5. Расчетная температура внутреннего воздуха в помещениях в холодный период года, не ниже плюс 22°C.
6. Кровля здания - из кровельных трехслойных панелей типа «Сэндвич». Покрытие кровли – профилированный настил с полимерным покрытием
7. В целях уменьшения воздействия внешних факторов (атмосферные осадки, солнечная радиация) здание должно оборудоваться скатной крышей. Наружная поверхность скатной крыши должна окрашиваться ЛКМ с высоким коэффициентом отражения солнечной радиации.
8. Здание должно иметь наружные двери и распашные двустворчатые ворота с калиткой, с негорючим утеплителем, уплотнителями и доводчиками самозакрывания.

4. Плавающее основание

Плавающим основанием для проектируемой компрессорной станции была выбрана самоходная баржа - площадка.

Баржа - плоскодонное, в большинстве случаев самоходное судно. Термин "баржа" произошёл от французского barge, т.е. судно, предназначением которого является перевозка грузов по реке или морю. Отличить баржу от других судов часто можно по её обтекаемым формам на краях бортов, а также по тому признаку, что баржи, прежде всего - суда без двигателей. В подавляющем большинстве случаев баржа передвигается с помощью буксира. В тех случаях, когда у баржи есть двигатель, её принято называть самоходной баржей.

По видам перевозимых грузов Баржи подразделяются на две категории: сухогрузные (сухих продуктов (изделий)) и наливные (для жидких продуктов главным образом из нефти, в трюмах или в специальных встроенных ёмкостях — танках).

В свою очередь сухогрузные Баржи подразделяют на трюмные (перевозящие грузы, боящиеся прямого воздействия осадков (подмочки), имеют трюмы которые сверху закрываются сдвижными люковыми крышками), баржи-площадки (для перевозки грузов на палубе (площадке)) и специализированные (баржи-гаражи для перевозки тракторов и автомобилей, зерновозы, цементовозы — саморазгружающиеся баржи для перевозки цемента и так далее). Баржи сухогрузные имеют грузоподъёмность от 100 до 4 000 тонн, наливные — до 11 000 тонн.

Основным местом эксплуатации барж являются водные пути государств и стран(озера, водохранилища, реки) , реже — в морских условиях (внутренние или прибрежные моря, заливы, проливы и так далее).

В Российской Федерации баржи классифицируются на:

- рейдовые
- речные
- системные, ранее делились на: артиллерийские, минные, угольные, мусорные и другие

Для нашего проекта была выбрана несамоходная баржа-площадка разработанная ЦПКБ «Стапель» (г.Ростов)

Транспортные расходы.

Как у многих населенных пунктов севера транспортная схема в Новом-Порту относительно сложная. Село имеет свой судоходный порт, который обеспечивает в летнее время его материалами и продовольствием. Водная перевозка грузов выполняется баржами грузоподъемностью от 1000 тонн, так как перевозка по Обской губе считается морской по причине того что мелкие суда неспособны выдержать шторма.

Транспортировка станций будет осуществляться по Северному морскому пути.

Севморпуть (СМП) – кратчайшая морская трасса, соединившая европейскую часть РФ и Дальний Восток. Транспортные узлы Северного морского пути соединяют важнейшие порты Арктики и крупные реки Сибири, позволяют ввозить оборудование, топливо, продовольствие и вывозить лес и природные ископаемые. Это главная арктическая магистраль России и одновременно – самый короткий путь внутреннего снабжения, импорта-экспорта. Единственной заменой СМП считаются маршруты, проложенные через Суэцкий и Панамский каналы. Поскольку сегодня через СМП перевозятся добываемые на севере газ, нефть, лес, медь и никель, то стратегическая значимость данной магистрали не вызывает никаких сомнений. Значение СМП как уникальной транспортной артерии обуславливается хозяйственными потребностями, необходимостью промышленного освоения арктического

региона. Это – важный фактор обеспечения экономической безопасности, национальной геополитики страны.

СМП играет роль в развитии ряда российских регионов, связанных с Ледовитым океаном крупными реками (Обь, Индигирка, Енисей, Колыма). Кроме этого, Северный путь влияет на экономику, транспортные связи северо-восточной части России (Республики Саха (Якутия), Чукотки, Магадана).

Итак, СМП – стратегическая морская транспортная магистраль, которая играет важную роль в развитии экономики Российской Федерации. Это водная артерия, позволяющая осуществлять международную торговлю, обеспечивать безопасность государства и всецело осваивать арктический регион.

Стоимость ледокольной проводки барж до места назначения рассчитывалась, опираясь на Приказ Федеральной службы по тарифам (ФСТ России) от 4 марта 2014 г. N 46-т/2 г. Москва "Об утверждении Правил применения тарифов на ледокольную проводку судов в акватории Северного морского пути".

Буксировка барж проводится по зоне юго-западной части Карского моря (пролив Карские Ворота, архипелаг Новая Земля, меридиан 68 35' восточной долготы на западе и меридиан 79 00' восточной долготы на востоке);(Рис 1) от порта Марманска до порта Сабетта, далее ледокольную проводку осуществляют Ледоколы «Александр Санников» и «Андрей Вилькицкий» построенные Выборгским судостроительным заводом. по заказу «Газпром нефти». На сегодняшний день

это самые технологичные суда такого типа в стране и рассчитаны они на 40 дней автономной работы при температуре в —50 градусов. На чистой воде ледоколы развивают скорость до 16 узлов (30 км/ч), за счет наличия винторулевых колонок способны совершить разворот на 360 градусов за минуту, а мощность силовых установок в 22 МВт обеспечивает ледопробиваемость до 2 м, сравнимую с пробиваемостью атомных ледоколов.



Рис.1 Юго-западная часть Карского моря

При расчете стоимости ледокольной проводки в акватории СМП учитываются такие показатели как:

1. Валовая вместимость судна

валовая вместимость определяется по условному объему судна, исчисляемому в кубических метрах, путем произведения трех величин судна - наибольшей длины, наибольшей ширины и наибольшей высоты борта судна, указанных в судовых документах, с применением коэффициента 0,35.

2. Ледовый класс судна

ледовый класс судна принимается с учетом правил классификации и постройки судов, изданным в соответствии с частью 2 статьи 24 Кодекса торгового мореплавания

3. Расстояние , на которое осуществляется проводка судна

расстояние ледокольной проводки принимается равным количеству зон акватории Северного морского пути, в которых осуществлялась ледокольная проводка судна

4. Период навигации

Периоды навигации для целей применения тарифов принимаются в соответствии с периодами навигации, определенными в Правилах плавания, а именно:

летне-осенний период навигации(1 июля по 30 ноября);

зимне-весенний период навигации (с 1 декабря по 30 июня).

- Валовая вместимость нашей баржи составляет – 3300
- Отсутствует ледяной класс
- 1 зона
- Летне-осенний период навигации

Стоимость составляет - 1 769 493,00 руб.

Для расчета был использован калькулятор стоимости ледокольной проводки основанный на тарифах и правилах их применения, установленных ФСТ России на услуги по ледокольной проводке, оказываемые ФГУП "Атомфлот".

Расстояние от Мурманска до Нового порта составляет около 2000 км.

Буксировка будет производиться с помощью **Буксира «Трувор»**

Судно предназначено для выполнения буксировочных и кантовочных операций в порту, на рейдах и в прибрежных районах, соответствующих району плавания R2.

Классификация – Российского Морского Регистра Судоходства.

Повышенная маневренность в результате использования винто-рулевых колонок.

проект учитывает возможность эксплуатации в различных ледовых условиях, в том числе и экстремальных.

маслозаполненный Howden WRVi 510/193			
Электродви гатель MENZEL Elektromotoren GmbH, модели MEBKGR400- 02 мощностью 630 кВт	2	4 526 000	9 052 000
MENZEL Elektromotoren GmbH, модели MEBKGR450-02 мощностью 1000 кВт (1 МВт)	2	6 132 000	12 264 000
Маслоотдел итель	4	1 679 000	6 716 000,00
Фильтр масляный	4	292 000	1 168 000,00
Шестеренч атый масляный насос Kracht GmbH, модели KF 630 RF.	4	438 000	1 752 000,00
Фильтр тонкой очистки масла	4	130 000	520 000,00
Масляный бак	4	1 022 000	2 044 000,00
АВО газа	3	1 752 000	
АВО масла	4	1 387 000	5 548 000,00
Блок-бокс для компрессорного агрегата	4	3 100 000	12 400 000,00
Комплект арматурной обвязки и КИП	4	3 139 000	12 556 000,00
Монтаж			15 844 500,00
Итого			121 474 500,00

--	--	--	--

Таблица Стоимость земельных работ по проекту

Объем котлована, куб. м	54 950
Стоимость 1 куб.м, руб.	1100
Итого	60 445 000, 00 рублей

Таблица Транспортные расходы

Ледовое сопровождение , руб.	1 769 493,00
Буксировка, руб.	3 080 000,00
Итого	4 849 493,00

Расчетная стоимость проекта, с учетом всех расходов

$$S = S_{\text{оборуд.}} + S_{\text{баржи}} + S_{\text{трансп}} + S_{\text{зем.раб}}$$

$$S = 121\,474\,500 + 62\,382\,906,8 + 4\,849\,493 + 60\,445\,000 \\ = 249\,151\,899,80 \text{ руб.}$$

Список литературы

1. Анурьев В. И. Справочник конструктора-машиностроителя: в 3-х т.: Т. 2. – 8-е изд., перераб. и доп. Под ред. И. Н. Жестковой. – М., Машиностроение, 2001. – 912 с.
 2. Винтовые компрессоры в холодильной технике [Электронный ресурс].— URL: <https://engineering-ru.livejournal.com/280928.html>
 3. Козаченко А.Н., Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов: Учебное пособие, Москва 1999. – 396 с.
 4. Седых А.Д. Потери газа на объектах магистрального газопровода. ИРЦ.Газпром:1993
 5. Расчет стоимости ледовой проводки в акватории СМП [Электронный ресурс]. URL: http://www.nsra.ru/ru/ledokolnaya_i_ledovaya_lotsmanskaya_provodka/raschet_stoimosti_ledokolnoy_provodki_v_akvatorii_smp.html
- БОЛЬШЕ ИНФОРМАЦИИ ПО КОМПРЕССОРНОЙ ТЕХНИКЕ СМОТРИТЕ НА WWW.KVIHT.RU

6. Проект «Новый порт» [Электронный ресурс].—URL: <https://www.gazprom-neft.ru/company/business/exploration-and-production/new-projects/new-port/>
7. Хлумский В. Ротационные компрессоры и вакуум-насосы. – М., "Машиностроение", 1971.
8. Баржи. Типы, описания. [Электронный ресурс].—URL: <https://www.korabel.ru/fleet/type/8629.html>