

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



Институт Электронного образования

Направление подготовки (специальность) Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

Кафедра Химической технологии топлива и химической кибернетики

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломная работа (бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)
--

Студенту:

Группа	ФИО
3-5201	Пискунова Диана Наилевна

Тема работы:

Исследование процессов подготовки нефти на ЦППН-5 Игольского месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	03.03.2016 № 1778/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2016
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Производительность по сырью, характеристики сырьевого потока, технологическая схема ЦППН-5, технологические режимы, конструкционные характеристики основного оборудования.
--	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Литературный обзор, технология первичной подготовки нефти, основное оборудование ЦППН 5, расчет процессов первичной подготовки нефти, расчет электродегидратора, расчет теплового и материального баланса.
---	--

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Технологическая схема ЦППН-5 Технологическая схема ЦППН с внедрением электродегидратора
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Социальная ответственность»	Антоневич Ольга Алексеевна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Татьяна Гавриловна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Реферат	
Ключевые слова	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	14.03.2016
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кузьменко Елена Анатольевна	кандидат технических наук		14.03.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5201	Пискунова Диана Наилловна		14.03.2016

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



Институт Электронного образования
 Направление подготовки (специальность) Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов
 Уровень образования дипломированный специалист
 Кафедра Химической технологии топлива и химической кибернетики
 Период выполнения весенний семестр 2015/2016 учебного года

Форма представления работы:

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2016
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.03.16	<i>Ознакомление с темой диплома. Подбор литературы.</i>	2
04.04.16	<i>Написание литературного обзора</i>	5
25.04.16	<i>Технологическая схема ЦППН-5, формирование расчетной схемы</i>	15
21.04.16	<i>Экспериментальная часть</i>	40
29.04.16	<i>Результаты и обсуждения</i>	15
27.05.16	<i>Заключение</i>	6
23.05.16	<i>Финансовый менеджмент</i>	11
26.05.16	<i>Социальная ответственность</i>	6
06.06.16	<i>Сдача готового диплома. Подготовка раздаточного материала и доклада на защиту</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кузьменко Елена Анатольевна	Кандидат технических наук		14.03.2016

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ХТТ и ХК	Юрьев Егор Михайлович	Кандидат технических наук		14.03.2016

Реферат

Дипломная работа содержит 94 стр., 25 табл., 5 рис., 4 источника, 4 листа графического материала, 6 листов приложения.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ ЦППН - 5 ИГОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ключевые слова: Обезвоживание, подготовка, нефть, обессоливание, процесс.

Цель работы – обеспечение надежного качества подготавливаемой нефти и эффективной работы центрального пункта сбора Игольского месторождения.

Для решения поставленной цели были сформулированы следующие основные задачи:

Предлагается в существующую схему обезвоживания и обессоливания нефти после двух параллельно работающих отстойников включить электродегидратор.

Методы решения поставленных задач - при решении поставленных задач использованы результаты теоретических, лабораторных и промысловых исследований с применением стандартных методов и методик расчета отстойного оборудования.

Рассчитана производительность электродегидратора с учетом свойств нефти Игольского месторождения.

Внедрение электродегидратора позволяет получать стабильные результаты по содержанию воды в нефти на выходе, тогда как в настоящее время содержание воды в нефти после отстойников колеблется в пределах 1,5-10%.

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word.

Оглавление

Введение.....	8
1 Общая характеристика объекта	9
2 Технология подготовки нефти	13
2.1 Характеристика исходного сырья	13
2.2 Технологическая схема первичной подготовки нефти	166
2.2.1 Описание технологического процесса установки подготовки нефти (УПН) ЦППН-5	166
2.2.2 Регламент работы установки подготовки нефти.....	32
2.3 Материальный и тепловой балансы	33
3 Расчетная часть.....	37
3.1 Выбор и расчет электрогенератора	37
3.2 Расчет производительности электродегидратора 1ЭГ200-2Р	38
3.2.1 Определение содержания воды в нефти на выходе.....	40
3.2.2 Определение содержания хлористых солей на выходе из электродегидратора.....	41
3.3 Результаты расчетов.....	42
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	42
4.1 Потенциальные потребители результатов исследования	42
4.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	43
4.3 SWOT-анализ.....	44
4.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	44
4.5 Планирование управления научно-техническим проектом.....	47
4.6 Бюджет научного исследования	48
4.7 Организационная структура проекта	51
5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	52
5.1 Динамические методы экономической оценки инвестиций.....	52

5.2 Чистая текущая стоимость (NPV)	53
5.3 Дисконтированный срок окупаемости.....	54
5.4 Внутренняя ставка доходности (IRR)	55
5.5 Индекс доходности (рентабельности) инвестиций (PI).....	56
5.6 Оценка сравнительной эффективности исследования	57
6 Социальная ответственность.....	60
6.1 Производственная безопасность.....	61
6.2 Экологическая безопасность.....	67
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	71
6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	74
Заключение	75
Список используемой литературы	76
Приложение А	
Технологическая схема ЦППН с внедрением электродегидратора.....	78
Приложение Б	
Основные технические характеристики электродегидратора	79
Приложение В	
Технологическая схема ЦППН-5.....	80
Приложение Г	
Список сокращений.....	81
Приложение Д	
Нормы технологического контроля	82
Приложение Е	
Аналитический контроль технологического процесса	93

Введение

В условиях бурного развития нефтяной промышленности разведаны уникальные запасы нефти и газа, и началось создание новых крупнейших нефтедобывающих районов в Западной Сибири, одним из которых является Томский район, где образовалась ОАО "Томскнефть". Нефтегазодобывающее управление, одно из структурных подразделений открытого акционерного общества "Роснефть".

Игольское нефтяное месторождение находится в Каргасокском районе, в юго-западной части Томской области. Месторождение нефти открыто в 1977 г, в 1991 г. введено в промышленную эксплуатацию. Всего на месторождении выявлено 5 залежей. По состоянию на 01.01.2015 г. пробурено 733 скважины. С начала разработки на месторождении было добыто 74 млн. тонн нефти. Лицензия на право пользования участком недр, включающим Игольское месторождение, принадлежит «Томскнефть ВНК».[1¹]

Современные системы сбора и подготовки продукции нефтяных скважин предусматривают максимальное использование давления на устье скважин для обеспечения транспортирования нефтегазоводяной смеси как по промысловым трубопроводам, так и через все технологические установки, включая установки подготовки нефти и воды. При этом высокая эффективность производства достигается в результате совмещения различных технологических процессов в одних аппаратах. В настоящее время разработаны унифицированные системы сбора и подготовки нефти, газа и воды, в которых используется индустриализация обустройства всех объектов. Индустриализация обустройства промысловых объектов представляет собой комплектно-блочное исполнение заводского изготовления всего оборудования, в результате чего объем монтажных операций на месте эксплуатации оборудования резко сокращается. В этой связи на нефтяных месторождениях за последние годы появился ряд новых технологических процессов и аппаратов, обслуживание которых требует специальных знаний. Так, эффективное использование реаген-

¹ Сагиров Д.Ф. Золото Сибири изд.ФЕНИКС,2014 г.

тов-деэмульгаторов для разрушения нефтяных эмульсий требует знания не только концентраций и дозировок вводимого реагента, но и умения создать необходимый режим турбулентного перемешивания потока.

Изложение материала данной дипломной работы построено в соответствии с технологической цепочкой операций по сбору и подготовке нефти. Материальные, технические, энергетические нормы научных исследований, коммерческие предложения, оценка социальной эффективности. Сведения по технике безопасности и охране окружающей среды. Технологическая и расчетные части необходимые для правильной эксплуатации современного оборудования на нефтяных месторождениях.

1 Общая характеристика объекта

Цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН-5) расположен на территории центрального пункта сбора Игольского месторождения и предназначен для приема сырой нефти, сепарации нефти от газа, обезвоживания, обессоливания, т.е. доведения ее до товарной нефти согласно требованиям перекачки нефти через узлы учета в систему магистральных нефтепроводов, а также отпуски нефти сторонним организациям на собственные нужды с узла отпуски нефти (УОН).

Газ после сепарации с ЦППН-5 поступает на компрессорную станцию цеха сбора, подготовки и транспортировки газа (ЦСП и ТГ-3) для дальнейшего компримирования, осушки и подачи его в качестве топлива. Также газ используется на собственные нужды, как топливо для котельных расположенных на территории ЦППН-5 и печей-нагревателей ПТБ-10 для процесса подготовки нефти.

Подтоварная вода, отделившаяся от сырой нефти в процессе ее обезвоживания, подается в резервуары для очистки от нефти, механических примесей и последующей откачки в систему ППД.

Проектная мощность установки по подготовке нефти – 8,2 млн. т/год. Цех состоит из четырех блоков, размещенных на отдельных территориях на

расстоянии нескольких сот метров друг от друга и имеющих свои операторные.

На установке по подготовке нефти осуществляют в комплексе все технологические операции по ее подготовке. Комплект этого оборудования называется УКПН - установка по комплексной подготовке нефти.[2²]

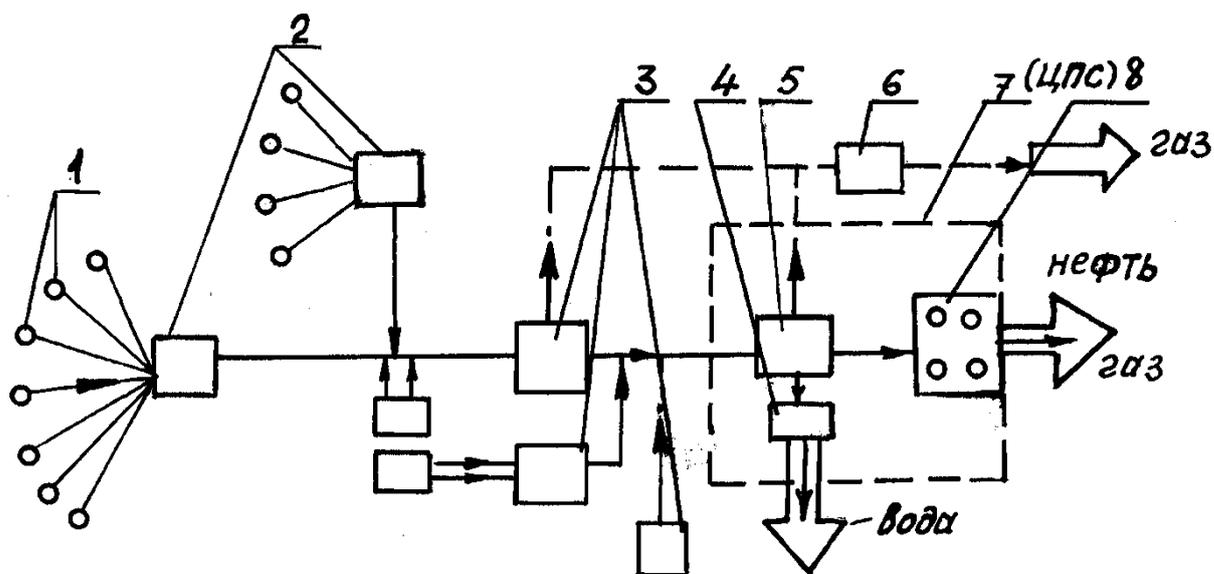


Рисунок 1 - Схема подготовки нефти

1 - нефтяная скважина; 2 - автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ); 3 - дожимная насосная станция (ДНС); 4 - установка очистки пластовой воды; 5-установка подготовки нефти; 6 - газосепараторная станция; 7 - центральный пункт сбора нефти, газа и воды; 8 - резервуарный парк

Обезвоженная, обессоленная и дегазированная нефть после завершения окончательного контроля поступает в резервуары товарной нефти и затем на головную насосную станцию магистрального нефтепровода.

Рассмотрим основные принципы технологических процессов подготовки нефти и воды. Продукция нефтяных скважин, прежде всего, подвергается процессу сепарации (отделению от нефти газа, а также воды). Сепарацию нефти выполняют в специальных агрегатах-сепараторах, которые бывают вертикальными и горизонтальными. Обезвоживание и обессоливание нефти –

² Технология переработки нефти, Пособие изд.2013 г.

взаимосвязанные процессы, т.к. основная масса солей сосредоточена в пластовой воде, и удаление воды приводит одновременно к обессоливанию нефти.

Обезвоживание нефти затруднено тем, что нефть и вода образуют стойкие эмульсии типа "вода в нефти". В этом случае вода диспергирует в нефтяной среде на мельчайшие капли, образуя стойкую эмульсию. Следовательно, для обезвоживания и обессоливания нефти необходимо отделить от нее эти мельчайшие капли воды и удалить воду из нефти. Для обезвоживания и обессоливания нефти используют следующие технологические процессы: гравитационный отстой нефти, горячий отстой нефти, термохимические методы, электрообессоливание и электрообезвоживание нефти. Наиболее прост по технологии процесс гравитационного отстоя. В этом случае нефтью заполняют резервуары и выдерживают определенное время (48 ч и более). Во время выдержки происходят процессы коагуляции капель воды, и более крупные и тяжелые капли воды под действием сил тяжести (гравитации) оседают на дно и скапливаются в виде слоя подтоварной воды.

Однако гравитационный процесс отстоя холодной нефти – малопродуктивный и недостаточно эффективный метод обезвоживания нефти. Более эффективен горячий отстой обводненной нефти, когда за счет предварительного нагрева нефти до температуры 50 - 70°C значительно облегчаются процессы коагуляции капель воды и ускоряется обезвоживание нефти при отстое. Недостатком гравитационных методов обезвоживания является его малая эффективность.

Более эффективны методы химические, термохимические, а также электрообезвоживание и обессоливание. При химических методах в обводненную нефть вводят специальные вещества, называемые деэмульгаторами. В качестве деэмульгаторов используют ПАВ. Их вводят в состав нефти в небольших количествах от 5÷10 до 50÷60 г на 1 т нефти. Наилучшие результаты показывают так называемые неионогенные ПАВ, которые в нефти не распадаются на анионы и катионы. Это такие вещества, как дисолваны, сепаролы, дипроксилы и др. Деэмульгаторы адсорбируются на поверхности раздела фаз "нефть-

вода" и вытесняют или заменяют менее поверхностно-активные природные эмульгаторы, содержащиеся в жидкости. Причем пленка, образующаяся на поверхности капель воды, непрочная, благодаря чему происходит слияние мелких капель в крупные, т.е. процесс коалесценции. Крупные капли влаги легко оседают на дно резервуара. Эффективность и скорость химического обезвоживания значительно повышается за счет нагрева нефти, т.е. при термохимических методах, за счет снижения вязкости нефти при нагреве и облегчения процесса коалесценции капель воды.

Наиболее низкое остаточное содержание воды достигается при использовании электрических методов обезвоживания и обессоливания. Электрообезвоживание и электрообессоливание нефти связаны с пропусканием нефти через специальные аппараты-электродегидраторы, где нефть проходит между электродами, создающими электрическое поле высокого напряжения (20÷30 кВ). Для повышения скорости электрообезвоживания нефть предварительно подогревают до температуры 50÷70°C.[2]

В настоящее время на УПН Игольского месторождения обезвоживание нефти происходит на установках предварительного сброса пластовой воды: первая ступень- холодный отстой в сырьевых резервуарах, затем после нагрева до 40°C отделение воды в отстойниках ОГ-200П (рисунок 2).

Разрушение эмульсии производится путем добавления деэмульгатора, который добавляется перед первой и перед второй ступенью обезвоживания. Из-за неэффективной работы установки обезвоживания нефти, фактический расход деэмульгатора превышает регламентируемый примерно в четыре раза. При этом содержание воды в товарной нефти не всегда соответствует норме.

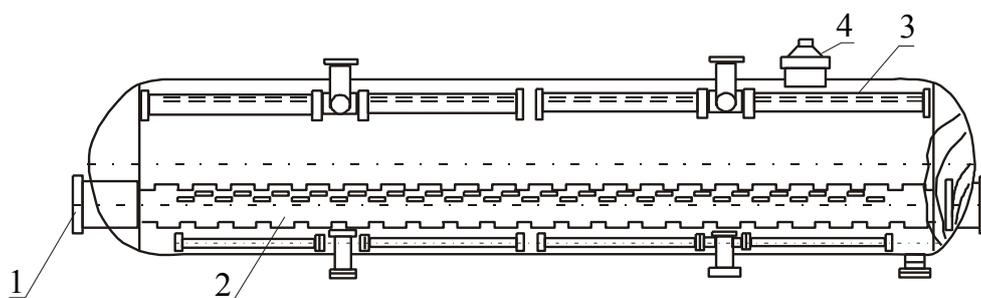


Рисунок 2 – Технологическая схема для предварительного разделения нефти и пластовой воды.

1 – патрубок ввода эмульсии; 2 – распределитель эмульсии: труба $\varnothing 700\text{мм}$, 64 ряда отверстий, в ряду – 285 отверстий, продольный вырез: ширина – 6мм, длина – 60мм; 3 – трубы для вывода обезвоженной нефти; 4 – вывод газа

Включение в существующую схему обезвоживания электродегидратора позволит добиться стабильных результатов по содержанию воды в товарной нефти с минимальным расходом деэмульгатора.

2.Технология подготовки нефти

2.1 Характеристика исходного сырья

Добываемая из скважин эмульсия представляет собой многофазную систему, состоящую из нефти, пластовой воды и попутных нефтяных газов. Нефть представляет собой химически сложную компонентную смесь, состоящую из метановых, нафтеновых, ароматических групп углеводородов.

Таблица 2.1 - Физико-химические свойства нефти

№	Наименование сырья, материалов, реагентов изготавливаемой продукции	Номер государственного или отраслевого стандарта, технических условий, стандарта компании	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма по ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ (заполняется при необходимости)	Область применения изготавливаемой продукции
1.	Сырая нефть с Игольско – Талового месторождения	ГОСТ 2477 – 65 ГОСТ 6370-83	1.Содержание воды 2.Механические примеси	Не регламентируется Не регламентируется	

Продолжение таблицы 2.1

2.	Товарная нефть на выходе с установки	ГОСТ Р 51069-97 ГОСТ 3900-85 МИ 2153-2004	1.Определение плотности	Не регламентируется	
		ГОСТ 2477-65	2.Содержание воды	Не более 0,5%	
		ГОСТ 21534 – 76	3.Содержание хлор – солей	Не более 900 мг/м ³	
		ГОСТ 6370 – 83	4.Содержание мех. примесей	Не более 0,05%	
		ГОСТ 1756 – 2002 (ИСО 3007 –99)	5.Определение давления насыщенных паров	Не более 66,7 кПа	
		ГОСТ 33 – 2000	6. Определение кинематической вязкости	Не регламентируется	
		ГОСТ 11851-85	7.Определение парафина		
		ГОСТ 2177- 99	8.Определение фракционного состава		
		ГОСТ Р 50802-95	9.Определение сероводорода, метил и этилмеркаптана	Не более 100 млн ⁻¹ (ppm)	
		ГОСТ Р–52247-2004	10.Определение хлор-органических соединений		
3.	Реагенты: Деэмульгатор Ре-апон–И марки ИК-2	ТУ 39-12966038-003-93	Внешний вид	Однородная жидкость от светло-желтого до коричневого цвета.	Разрушение эмульсии вода-нефть
			Массовая доля активной основы	Не менее 48%	
			Кинематическая вязкость при 20°С	Не более 60 мм ² /с	
			Температура застывания	Не выше минус 40°С	

Продолжение таблицы 2.1

4.	Метанол	ГОСТ 2222-95	Плотность при 20°С	791-792 кг/м ³	Разрушение гидрато-образований в газопроводах
5.	Подтоварная вода	МВИ № 02 – 24/Х1 – МВИ – 7-2012	1. Массовая концентрация нефти 2. Механические примеси	не более 50 мг/дм ³ не более 50 мг/дм ³	Поддержание пластового давления

Таблица 2.2 - Физико-химические свойства и компонентный (мольный) состав нефтяного газа

Компонент	% мольные	
	Газ первой ступени сепарации	Газ второй ступени сепарации
Водород	0,01	<0,001
Гелий	0,0089	0,0035
Азот	1,61	<0,005
Углекислый газ	4,04	1,70
метан	64,05	18,71
этан	8,9	8,5
пропан	12,1	34,12
изо-бутан	2,24	10,1
н-бутан	4,50	19,82
изо-пентан	1,01	3,36
н-пентан	0,87	2,46
Сумма гексанов	0,55	1,02
Сумма гептанов	0,097	0,172
Сумма октанов	0,0120	0,0291
Сумма нонанов	0,0021	0,0054
Теплота сгорания, МДж/м ³ (низшая)	48,29	84,75
Плотность абсолютная, кг/м ³	1,1025	1,8627
Плотность относительная	0,9153	1,5466
Молярная масса	26,320	43,938
Число Воббе, МДж/м ³ (высшее)	55,34	74,03
Газовый фактор, м ³ /т	78	78

Таблица 2.3 - Физико-химические свойства пластовых вод Игольского месторождения

Наименование показателя	Плотность кг/ м ³	Ионный состав воды	Содержание			
			Ионов, мг/ л	Воды, %	СЛ-ионов, мг. экв л	КВЧ, мг / л
Значение показателя	1019,6	Ca ²⁺	517	70	403,2	608,6
		Mg ²⁺	170,2			
		CO ₃ ²⁻	33,8			
		HCO ₃ ⁻	887,2			
		Na ⁺ ,K ⁺	9330			
		Fe ²⁺	22,33			
		Fe ³⁺	26,32			
		CL ⁻	14878			

В нефти содержатся в небольших количествах смолы, асфальтены и растворенные в них в разных количествах газы: азот, сероводород, окись углерода и другие, а также пластовая вода в зависимости от обводненности нефтяной эмульсии с растворенными в ней минеральными солями. По внешнему виду нефть представляет собой маслянистую жидкость от светло-коричневого до почти черного цвета. Содержание тех или иных компонентов могут различаться даже в несколько десятков раз, поэтому нефти добываемые с разных месторождений смешиваются. И таким образом получается сырье с почти постоянными физико-химическими свойствами.

Физико-химические свойства нефти Игольского Месторождения представлены в таблице 2.1. Физико-химические свойства газов и пластовых вод приведены в таблице 2.2 и таблице 2.3.

2.2. Технологическая схема первичной подготовки нефти

2.2.1 Описание технологического процесса установки подготовки нефти (УПН) ЦППН-5

Описание технологической схемы

Технологический процесс установки подготовки нефти осуществляется по технологической схеме, представленной в Приложении В.

Первая ступень сепарации

Нефтяная эмульсия Игольского месторождения подается в коллектор ЦППН – 5 с узла подключений с давлением 1,0 -2,7 кгс/см² (манометр технический № 101). Узел подключений представляет собой коллектор, соединяющий два потока: неразгазированную нефть 25 % с кустов № 1,2,3,4,5,6,7,9,10,11,42,49,50 ЗКЛ № 98,99 Ду 200 и частично разгазированную и обезвоженную нефть 75% через УПСВ 36 к с кустов № 36,43,36,35,34,28,23,29,37,38,31,32,26,33,30,24,21 ЗКЛ № 89,90.

Нефтяная эмульсия с Крапивинского месторождения (кусты № 1,1 бис 2,2 бис 3,5) через УПН ЦППН-6 Крапивинского месторождения по трубопроводу Ду 300 поступает в приемный коллектор ЦППН с давлением 1,0-2,5 кгс/см² и в коллектор подачи товарной нефти на прием насосов внешней перекачки. Технологическая схема позволяет вести прием товарной нефти с Крапивинского месторождения в резервуары товарной нефти.

В приемном коллекторе I ступени сепарации в поток нефти подается деэмульгатор из блока дозирования реагента БР-10 1У (БРХ N 431).

Расход деэмульгатора определяется достижением максимальной эффективности его действия, зависит от применяемой на данный момент марки.

Реагент завозится к БРХ в бочках (V = 200 л), из которых закачивается в расходную емкость шестеренчатым насосом.

Система автоматизации БРХ обеспечивает:

1. Отключение шестеренчатого насоса по верхнему аварийному уровню, отключение дозирующего насоса по нижнему аварийному уровню. Поз. LSA 7105, LSA 7106

2. Отключение дозирующего насоса по верхнему и нижнему аварийным давлениям. Поз. PISA 7302, PISA 7303;

3. Отключение подогрева реагента при максимальной температуре. Поз. TISA 7202, TISA 7203;

Аварийное отключение БРХ при несрабатывании датчика, отключающего подогрев реагента при максимальной температуре. Поз. TISA 7205, TISA 7206;

Обработанная реагентом нефтяная эмульсия с давлением 1,0 -2,5 кгс/см² поступает на первую ступень сепарации УБС 6300 /14.

УБС -6300/14 - Установка блочная сепарационная

Сепарационный блок УБС -6300/14 состоит из устройства предварительного отбора газа - депульсатора, емкости технологической, установленной горизонтально на опорах, каплеотбойника, с помощью опор установленного на технологической емкости.

Работа установки основана на предварительном отборе газа из газонефтяной смеси в депульсаторе, разгазировании в технологической емкости и очистке газа от капельной жидкости в каплеотбойнике.

Газонефтяная смесь из приемного коллектора поступает в депульсатор, в котором происходит разделение в подводящем трубопроводе нефти и газа. Отделившийся газ отводится в каплеотбойник, а нефть поступает в технологическую емкость.

В каплеотбойнике газ проходит через струнные отбойники, очищается от капельной нефти и направляется в газовый сепаратор ГС с давлением 1,0-2,5 (технические манометры № 106, 112.)

Нефть в технологической емкости проходит через две перегородки из просечно вытяжных листов, которые способствуют вытеснению промежуточного слоя между пузырьками газа, их коалесценции и отделению остаточного газа от нефти.

Система автоматизации УБС 6300/14 обеспечивает:

Автоматическое регулирование давления в технологической емкости (поз. PIRC3301 ГС).

Регулирование давления в технологической емкости УБС -6300/14 осуществляется системой регулирования давления в газовом сепараторе ГС, состоящей из функционально связанных:

- датчика давления Сапфир 22 ДИ, установленного на газовом сепараторе (ГС) с выводом показаний в операторную на вторичный прибор А – 100.
- прибора регулирующего контактного РС 29;
- устройства электроисполнительного, регулирующего, взрывозащищенного УЭРВ (поз. РСВ 3301)

При отклонении давления на выходе из газового сепаратора от заданного значения – сигнал от датчика давления Сапфир 22 ДИ поступает на прибор регулирующей контактный РС 29. Откуда сформированный сигнал подается на устройство электроисполнительное УЭРВ -1М (поз. РСВ 3301), установленное на трубопроводе выхода газа из газового сепаратора ГС.

УЭРВ обрабатывает поступающие сигналы, вызывая изменение проходного сечения дроссельного устройства клапана, что приводит к изменению количества газа, уходящего с установки в факельный коллектор высокого давления к восстановлению в ней заданного значения давления.

Автоматическое регулирование уровня в технологической емкости, световую и звуковую сигнализацию предельного значения верхнего и нижнего уровня нефти в технологической емкости (поз. LCA 3102).

Регулирование уровня нефти в технологической емкости и сигнализация уровней осуществляется системой регулирования, состоящей из функционально связанных друг с другом:

- Датчика уровня жидкости ДУЖ - 1 М поплавкового типа;
- Блока автоматики БР-25;
- Устройства электроисполнительного регулирующего взрывозащищенного УЭРВ (поз. LCV 3102)

Изменение уровня нефти в технологической емкости от заданного значения воздействует на поплавков датчика уровня жидкости ДУЖ-1М, который смещается по направляющей трубе.

При достижении поплавком установленного значения уровня поступает сигнал на блок автоматики. При прохождении сигнала через блок автоматики формируется сигнал управления электроисполнительным устройством.

Сформированный сигнал с блока управления БРР-1 поступает на устройство электроисполнительное УЭРВ, установленное на трубопроводе выхода нефти с УБС-6300/14. УЭРВ обрабатывает поступающие сигналы, вызывая изменение проходного сечения дроссельного устройства клапана, тем самым, восстанавливая заданное значение уровня нефти в технологической емкости.

Визуальный контроль уровня жидкости в УБС осуществляется с помощью уровнемера поплавкового типа РУПШ (поз. 3101)

Контроль давления в аппарате производится техническим манометром № 105.

Для защиты установки блочной сепарационной от превышения давления выше допустимого значения установлено два пружинных предохранительных клапана СППК 4-150-16, предел срабатывания СППК 3,5 кгс/см².

Сброс газа с предохранительных клапанов осуществляется в газопровод низкого давления.

Опорожнение УБС - 6300/14 для проведения внутреннего осмотра и ремонтных работ производится в ЕПП № 5 с последующей закачкой в технологию (сырьевой резервуар № 3 (5))

Из сепаратора УБС -6300/14 частично разгазированная нефть с давлением 1,0– 2,5 кгс/см² (технический манометр № 104) поступает в успокоительный нефтеподводящий коллектор.

НГС (нефтегазосепаратор)

НГС является промежуточным сепаратором I степени сепарации (существующая схема позволяет использовать НГС как на второй степени сепара-

ции, так и на первой, включая его последовательно или параллельно с УБС).

Система автоматизации УБС 6300/14 обеспечивает:

- Автоматическое регулирование давления в технологической емкости
- (поз. PIRC3301 ГС) системой регулирования давления, установленной на Газовом сепараторе ГС (аналогично УБС)
- Автоматическое регулирование уровня в технологической емкости, световую и звуковую сигнализацию предельного значения верхнего и нижнего уровня нефти в технологической емкости (поз. LCA 3103)

Регулирование уровня нефти в технологической емкости сигнализация уровней осуществляется системой регулирования, состоящей из функционально связанных друг с другом:

- датчика уровня жидкости ДУЖ - 1 М поплавкового типа;
- блока автоматики БР-25;
- устройства электроисполнительного регулирующего взрывозащищенного УЭРВ (поз. LCV 3303).

Изменение уровня нефти в технологической емкости от заданного значения воздействует на поплавок датчика уровня жидкости ДУЖ-1М, который смещается по направляющей трубе. При достижении поплавком установленного значения уровня поступает сигнал на блок автоматики. При прохождении сигнала через блок автоматики формируется сигнал управления электроисполнительным устройством.

Сформированный сигнал с блока управления БРР-1 поступает на устройство электроисполнительное УЭРВ, установленное на трубопроводе выхода нефти из НГС. УЭРВ обрабатывает поступающие сигналы, вызывая изменение проходного сечения дроссельного устройства клапан тем самым, восстанавливая заданное значение уровня нефти в технологической емкости.

Местный контроль давления в технологической емкости НГС осуществляется техническим манометром № 108.

Для защиты НГС от превышения давления выше допустимого значения установлен пружинный предохранительный клапан СППК 4 – 150 - 16. Предел срабатывания СППК 3,5 кгс/см².

Опорожнение НГС для проведения внутреннего осмотра и ремонтных работ производится в ЕПП № 5 с последующей закачкой в технологию (сырьевой резервуар № 3, (5)).

Из НГС нефть с давлением 1,0-2,5 кгс/см² (технический манометр № 140) поступает в успокоительный нефтеподводящий коллектор.

УСТН-1М (Установка сепарационная трубная наклонная)

Из успокоительного коллектора нефть с давлением 0,75-1,7 кгс/см² (технический манометр № 110) поступает в наклонную колонну, где происходит дополнительная дегазация нефтяной эмульсии. Благодаря наклону нефтеотводящих трубопроводов, выделившийся газ и газ, увлеченный потоком нефти, скапливается вдоль верхней образующей и движется вверх при нисходящем движении нефти. Газ выводится из колонны с давлением 0,05 кгс/см² (Технический манометр № 111) в газопровод низкого давления факельной системы.

Опорожнение УСТН для проведения внешнего осмотра и ремонтных работ производится в дренажную емкость ЕПП № 5 с последующей закачкой в технологию (сырьевой резервуар № 3 (5)).

Частично дегазированная нефть через нефтеотводящий коллектор самотеком поступает в сырьевой резервуар РВС - 5000 № 3 (5).

Сырьевой резервуар РВС-5000 № 3 (5)

Сырьевой резервуар предназначен для отделения пластовой воды и вывода ее в технологический резервуар № 2 с последующей откачкой на БКНС, вывода частично обезвоженной нефти на прием насосов внутренней перекачки.

Технологическая схема позволяет производить периодический подогрев объема РВС № 3(5) горячей нефтью после печей ПТБ-10 для лучшего отделения пластовой воды.

Часть потока горячей нефти после печи периодически поступает в резервуар № 3 (5) через ЗКЛ № 4₃ из трубопровода «КС - резервуарный парк»

Уровень подтоварной воды в сырьевом резервуаре поддерживается 180-300 см.

Контроль верхнего и нижнего уровней воды и нефти осуществляется с помощью уровнемера ВК-1200-2М.

Первичный преобразователь прибора ВК –1200 -2М (датчик) поз.ЛИА 5111 (5113) устанавливается на резервуаре.

На вторичном преобразователе уровнемера ВК-1200-2М, установленном в операторной товарного парка, представлены результаты измерений - визуальная цифровая информация.

Системой автоматизации предусмотрена световая и звуковая сигнализация максимального аварийного уровня на щите в операторной (контроль осуществляется с помощью первичного прибора ДУЖ-1М). поз. LA 5103 (5105)

Дополнительный контроль уровня подтоварной воды вручную по месту осуществляется с помощью многофункциональной рулетки модели D- 2401.

Из сырьевого резервуара с уровня 3 – х или 5 -ти метров нефть поступает в нефтеподводящий коллектор, на вход насосов внутренней перекачки нефти.

Для аварийного сбора нефти из каре РВС № 3 предусмотрен аварийный колодец Кх-6 с хлопушкой, с последующей закачкой в линию внутренней перекачки нефти.

- Насосы внутренней перекачки: Н 3/1 - ЦНС 300× 120; Н 3/ 2 - ЦНС 300×120
- Нефть после технологического резервуара проходит через фильтр жидкостный сетчатый, предназначенный для защиты насосного оборудования.

В процессе работы производится контроль давления до и после фильтра (манометры технические № 211 до фильтра, № 212 после фильтра), перепад

давления не должен превышать $0,1 \text{ кгс/см}^2$. Нефть после прохождения фильтра поступает на прием насосов внутренней перекачки.

Система автоматизации обеспечивает:

- световую и звуковую сигнализацию на щите в операторной минимального и максимального давления на входе насосных агрегатов (электроконтактные манометры ВЭ16Рб № PISA 2308, PISA 2309);
- световую и звуковую сигнализацию на щите в операторной минимального и максимального давления на выкиде насосных агрегатов (электроконтактные манометры ВЭ16Рб № PISA 2310, PISA 2311);
- блокировку (отключение насосных агрегатов) со световой и звуковой сигнализацией по минимальному и максимальному давлению на выкиде поз. PISA 2310, PISA 2311);
- блокировку (отключение насосных агрегатов) со световой и звуковой сигнализацией по максимальной температуре подшипников насосов; поз. TIRSA 2213/ 2215, TIRSA 2214, 2216;
- блокировку (отключение насосных агрегатов) со световой и звуковой сигнализацией по максимальной температуре подшипников электродвигателей; поз. TIRSA 2218/2221, TIRSA 2220/2222;
- включение вентиляции в помещении насосной при загазованности 12 % НКПР (газосигнализатор СТМ –10) поз. QISA 2502;
- световую и звуковую сигнализацию, отключение насосов внутренней перекачки при загазованности в насосной 30 % НКПР газосигнализатор СТМ -10 поз. QISA 2502;
- световую и звуковую сигнализацию, отключение насосов при возникновении пожара в насосной, закрытие электрозадвижек № 12, № 20 (вход, выход в насосную).
- регистрацию на щите в операторной давления на выходном коллекторе из насосной с помощью системы автоматизации, состоящей из датчика давления «Метран», А-100 поз. PIR 2312;

Утечки из сальников насосов внутренней перекачки 3/1 и 3/2 и нефти из фильтров при их опорожнении направляются в дренажную емкость ЕП № 9 с последующей закачкой нефти в коллектор на входе в насосную внутреннюю перекачки.

Система автоматизации ЕП № 9 (поз. LSA 4109) обеспечивает:

- световую и звуковую сигнализацию верхнего аварийного уровня (уровнемер ДУЖ – 1 М);
- световую и звуковую сигнализацию, отключение насоса по нижнему рабочему
- уровню.

С выхода насосов внутренней перекачки нефтяная эмульсия по трубопроводу «Насосная внутренняя перекачки – печь ПТБ –10» поступает в коллектор печи ПТБ –10.

Контроль давления в трубопроводе подачи нефти в змеевики печи производится по техническими манометрами № 217 (выход из насосной после ЗКЛ № 25), манометрами на входе в печи № 117 (ПТБ –10 № 1), № 120 (ПТБ – 10 № 2), № 123 (ПТБ –10 № 3) Печи нагрева нефти ПТБ-10 №1, №2, №3 и газорегуляторный пункт – ГРП.

Из коллектора нефтяная эмульсия поступает в нижние ветви змеевиков, расположенных параллельно в корпусе теплообменной камеры, проходит и собирается в верхнем коллекторе.

При прохождении через змеевики нефть нагревается за счет тепла, отдаваемого продуктами сгорания топливного газа, сжигаемого в четырех камерах сгорания.

Нагрев нефтяной эмульсии до температуры 40 °С активизирует работу деэмульгатора.

Топливный газ в камеры сгорания поступает с площадки подготовки топливного газа через ГРП (газорегуляторный пункт).

ГРП выполняет следующие функции:

- Снижает давление газа, поступающего из газопровода до заданной величины;
- Поддерживает заданное значение давления на выходе независимо от изменения потребления;
- Прекращает подачу газа при повышении или понижении давления газа сверх заданных пределов;
- Очищает газ от механических примесей.

Системой автоматизации предусмотрена сигнализация с выводом в операторную и блокировка (отключение печи ПТБ-10 путем закрытия отсечного клапана и прекращения подачи топливного газа к горелкам печи) по следующим параметрам защиты:

Максимальное и минимальное давление на трубопроводе выхода нефти из теплообменной камеры (манометр электроконтактный ВЭ16Рб № PISA 1301 ПТБ –10 №1, № PISA 1302, ПТБ –10 № 2, № PISA 1303 ПТБ –10 № 3);

Максимальное и минимальное давление топливного газа после регулятора РДГ-80-В ПТБ-10 № 1, № 2, РДБК –1П ПТБ –10 № 3 (манометр электроконтактный ВЭ16Рб № PIRSA 1304 ГРП № 1, № PIRSA 1305 ГРП № 2, № PIRSA 1306 ГРП № 3);

Максимальная температура в трубопроводе выхода нефти из теплообменной камеры (датчик ТСМ –50, преобразователь ИПШ –703, преобразователь автоматический следящий уравнивающий КСУ –2М); поз. TIRSA 1201 ПТБ-10 № 1, TIRSA 1202 ПТБ-10 № 2, TIRSA 1203 ПТБ-10 № 3;

Температура уходящих дымовых газов (датчик ТХА, преобразователь ИПШ-705, прибор автоматический следящий уравнивающий КСУ -2М); TIRSA 1204 ПТБ-10 № 1, TIRSA 1205 ПТБ-10 № 2, TIRSA 1206 ПТБ-10 № 3.

Расход нефти через печь (НОРД М- 150, датчик норд И –1 У, прибор регистрирующий следящий, уравнивающий РП – 160). FIRSA 1401 ПТБ-10 № 1, FIRSA 1402 ПТБ-10 № 2, FIRSA 1403 ПТБ-10 № 3;

Примечание: Для бесперебойной работы печей ПТБ-10 необходимо поддерживать непрерывный проток нефти через НОРД М – 150 печей, находящихся в резерве.

Давление воздуха в воздуховоде до заслонок камер сгорания (Датчик напора ДН – 4011) поз. PSA 1310 ПТБ-10 № 1, PSA 1311 ПТБ-10 № 2, PSA 1312 ПТБ-10 № 3;

Погасание пламени в одной из четырех горелок (преобразователь ультрафиолетового излучения ПУИ. Блок контроля пламени БКП)

Поз. BS 1601, BS 1602, BS 1603;

Загазованность в ГРП 15 % НКПР. Газосигнализатор СТМ – 10 поз. QISA 1501 ПТБ-10 № 1, QISA 1502 ПТБ-10 № 2, QISA 1503 ПТБ-10 №3;

Значения перечисленных параметров приведены в «Перечне блокировок и сигнализации».

Основные параметры работы печей ПТБ - 10 № 1, № 2, № 3 отражены в режимной карте.

Системой автоматизации также предусмотрена сигнализация в ЩСУ давления воздуха на отсечной клапан. Электроконтактные манометры Поз. PISA 1307 ПТБ-10 № 1, PISA 1308 ПТБ-10 № 2, PISA 1309 ПТБ-10 № 3;

Аварийный слив нефти из печи ПТБ - 10 № 1, № 2, № 3 производится в дренажную емкость ЕПП № 8.

Система автоматизации ЕП № 9 (поз. LSA 4109) обеспечивает:

- световую и звуковую сигнализацию верхнего аварийного уровня (уровнемер ДУЖ-1М) поз. LA 4108.
- Нагретая эмульсия с давлением 1,8- 2,2 кгс/см² поступает в отстойники ОГ – 200 №1, 2 для разделения нефтяной эмульсии на нефть и подтоварную воду.
- Контроль давления нефти на выходе из теплообменной камеры производится по техническим манометрам № 118 ПТБ –10 № 1, № 121 ПТБ –10 № 2, № 124 ПТБ –10 №3. Контроль давления топливного газа (ГРП до

фильтра) производится по техническим манометрам № 410 ГРП № 1, № 419 ГРП № 2, № 429 ГРП № 3.

- Контроль давления топливного газа после регулятора производится по техническим манометрам № 411 ГРП № 1, № 421 ГРП № 2, № 431 ГРП № 3.

Отстойники ОГ – 200 (1, 2)

Отстойник представляет собой горизонтальную емкость, оснащенную двумя коллекторами – распределителями.

Нефтяная эмульсия поступает (контроль давления на входе нефтяной эмульсии производится по техническому манометру № 150) в отстойный отсек по коллекторам-распределителям и через отверстия коробчатых распределителей, служащих для гашения энергии вытекающих струй эмульсии, равномерного распределения потока по аппарату и предотвращения перемешивания вышележащего слоя нефти, равномерно распределяется по аппарату. Контроль давления в отстойниках производится по техническим манометрам № 151 ОГ –200 № 1 и № 152 ОГ –200 № 2.

Принцип работы отстойника основан на гравитационном отстое и эффекте промывки эмульсии слоем отстоявшейся воды.

Отстойный отсек, в зоне расположения обсадной трубы уровнемера и штуцера отвода воды, имеет вертикальные перегородки, препятствующие перемешиванию жидкости и образующие успокоительную зону.

Система автоматизации отстойников ОГ-200 № 1, № 2 обеспечивает:

- Автоматическое регулирование уровня, световую и звуковую сигнализацию уровня раздела фаз
- Поз. LICA 3105 ОГ-200 № 1, LICA 3106 ОГ-200 № 2
- Регулирование уровня раздела фаз в отстойниках осуществляется при помощи уровнемера ВК-1200-2М. При достижении уровня воды установленного значения поступает сигнал на прибор регулирующий контактный (РС-29)

- Сформированный сигнал с РС-29, поступает на устройство электроисполнительное УЭРВ (поз. LCV 3105 ОГ-200 № 1, LCV 3106 ОГ-200 № 2), установленное на трубопроводе выхода воды из ОГ-200. УЭРВ обрабатывает поступающие сигналы, вызывая изменение проходного сечения дроссельного устройства клапана, тем самым, восстанавливая заданное значение уровня воды в отстойнике.

Контроль температуры нефти на выходе из отстойников

Поз. TIR 3201 ОГ -200 № 1, TIR 3202 ОГ- 200 № 2.

Контроль за температурой нефти в отстойниках осуществляется при помощи первичного прибора «Метран» 200Т-Ех, установленного на трубопроводе выхода с отстойников с последующим выводом на щит в операторной.

Контроль за расходом сдренированной воды

Поз. FIR 3401 ОГ-200 № 1, FIR 3402 ОГ-200 № 2.

Расход сдренированной воды регистрируется при помощи датчика расхода ДРС - 200 на щите в операторной.

Сброс воды из отстойников осуществляется в технологический резервуар РВС 2000 м³ № 2 с последующей откачкой на БКНС.

Для защиты от превышения давления выше допустимого значения на аппаратах установлены пружинные предохранительные клапана СППК 4 – 200 – 16. Предел срабатывания СППК 2 кгс/см².

Для полного опорожнения отстойников предусмотрены аварийные емкости ЕПП 4/1, 4/2, 4/3 объемом 63м³ каждая, ЕПП 4/4 объемом 16м³, сообщающиеся между собой.

Система автоматизации ЕПП 4/1, 4/2, 4/3, 4/4 (поз. LISA 4117, LISA 4118, LISA 4119, LISA 4120) обеспечивает:

- световую и звуковую сигнализацию верхнего аварийного уровня (уровнемер ВК 1200 М)
- световую и звуковую сигнализацию, отключение насоса по нижнему рабочему уровню.

Обезвоженная нефть с обводненностью 0,1-1,5 % и давлением 0,9- 2,0 кгс/см² (контроль давления по техническому манометру № 154) поступает в концевые сепарационные установки КСУ № 1, № 2 . Контроль давления на входе в КСУ производится по техническим манометрам № 127 КСУ № 1, № 154 КСУ № 2.

КСУ (1, 2) (концевые сепарационные установки)

Концевая сепарационная установка предназначена для окончательной сепарации нефти перед поступлением ее в резервуар товарной нефти.

Давление на выходе с КСУ не должно превышать 0,05 кгс/см².

Система автоматизации КСУ № 1 , № 2 обеспечивает:

- Автоматическое регулирование уровня нефти и сигнализация предельных значений верхнего и нижнего уровней в технологической емкости
- Поз. LISA 3107 КСУ № 1, поз. LISA 3109 КСУ № 2;
- Регулирование уровня нефти в технологической емкости и сигнализация осуществляется системой регулирования, состоящей из функционально связанных друг с другом:
 - уровнемера ВК –1200 М;
 - регулирующего прибора РС –29;
 - устройства электроисполнительного регулирующего УЭРВ поз. LCV 3105 (КСУ № 1), УЭРВ поз. 3106 (КСУ № 2).

Сигнализация предельных значений верхнего и нижнего уровней:

Поз. LA 3108 КСУ № 1 (Уровнемер ДУЖ-1М)

Поз. LA 3110, LA 3111 КСУ № 2; (Уровнемеры ДУЖЭ)

Контроль давления в КСУ № 1, № 2

Поз. PIR 3303 КСУ № 1, поз. PIR 3304 КСУ № 2. Контроль давления в КСУ № 1, № 2 производится датчиком давления «Метран -43» с выводом показаний в операторную на вторичный прибор А-100. Контроль давления в КСУ производится по техническим манометрам № 128 КСУ № 1, № 131 КСУ

№ 2. Контроль давления на трубопроводах выхода газа производится по техническим манометрам № 129 КСУ № 1, № 133 КСУ № 2. КСУ № 1, № 2 оборудованы двумя пружинными предохранительными клапанами СППК 4-150-16. Предел срабатывания СППК - 0,5 кгс/см². Опорожнение КСУ № 1 производится в дренажную емкость ЕП № 8 с последующим возвратом в технологию на вход установки.

Опорожнение КСУ № 2 производится в дренажную емкость ЕП № 5 с последующим возвратом в технологию (сырьевой резервуар № 3 (5)).

Подготовленная нефть из концевого сепаратора самотеком с давлением 0,3 – 1,1 кгс/см² (в зависимости от взлива в резервуаре) поступает в технологический резервуар № 8 (6,7) или в товарный резервуар № 4, 6, 7, (8).

Резервуары товарной нефти РВС 5000 № 4, РВС 5000 № 6, № 7 , № 8

Резервуары товарной нефти предназначены для приема нефти с установки подготовки нефти, окончательного обезвоживания нефти путем отслаивания остаточной подтоварной воды, хранения, отпуска и учета нефти при проведении учетно-расчетных операций по приему- сдаче нефти между "отправителями нефти" ЦППН – 5 УПНиГ ОАО "Томскнефть" и грузополучателями ЛПДС "Парабель".

Каждый резервуар снабжен необходимым набором оборудования, обеспечивающим правильную и безопасную его эксплуатацию:

- Наполнение и опорожнение;
- Измерение уровня нефти;
- Отбор проб нефти;
- Поддержание давления в резервуаре в безопасных пределах;
- Удаление подтоварной воды;

Необходимый набор оборудования резервуара включает в себя:

- Световой люк, предназначенный для проветривания в процессе подготовки резервуара к ремонту и проникновения света внутрь резервуара;

- Замерной люк, предназначенный для измерения уровня нефти и отбора проб пробоотборником;
- Приемо-раздаточные патрубки, предназначенные для присоединения резервуара к приемным и раздаточным трубопроводам;
- Хлопушка, предназначенная для дополнительной защиты от возможной утечки нефти из резервуара при неисправных трубопроводе и задвижке;
- Дыхательный клапан, предназначенный для выпуска воздуха при заполнении резервуара и ввода воздуха внутрь при его опорожнении;
- Огневой предохранитель, предназначенный для предотвращения проникновения пламени внутрь резервуара;
- Уровнемер ВК -1200М, предназначенный для автоматического дистанционного непрерывного измерения двух уровней жидкости в резервуаре и отображения результатов измерения цифровой информацией на вторичном приборе в операторной, сигнализации аварийного верхнего уровня Поз. LIA 5111 PBC № 3, LIA 5112 PBC № 4, LIA 5113 PBC № 5, LIA 5114 PBC № 6, LIA 5115 PBC № 7, LIA 5116 PBC № 8
- А также уровнемер ДУЖ-1М, сигнализирующий верхний аварийный уровень в резервуаре. Поз. LA 5103 PBC № 3, LA 5104 PBC № 4, LA5105 PBC № 5, LA 5106 PBC № 6, LA 5107 PBC № 7, LA 5108 PBC № 8.

2.2.2 Регламент работы установки подготовки нефти

Нормы технологического режима работы УПН

Нормы технологического режима работы установки подготовки нефти определены документами входящими в состав регламента. Нормы включают в себя все условия работы агрегатов и установок, а также технологические условия различных процессов (Приложение Д).

Контроль технологического процесса. Система сигнализации и блокировки УПН

Для аналитического контроля ведения технологического процесса установок периодически отбираются пробы нефти, для определения обводненности, на входе на установку, выходе с отстойников или электродегидраторов,

узла учета нефти (УУН) после установок, а также отбор проб пластовой воды, для определения остаточного содержания нефтепродуктов после очистных резервуаров, на выкиде насосов 200Д90. Для определения загазованности территории установок производится отбор проб газо-воздушной среды по производственным площадкам и помещениям. Аналитический контроль технологического процесса представлен в Приложении Е.

В связи с непрерывностью технологического процесса на установке первичной подготовки нефти предусмотрена система контроля и сигнализации. Система сигнализации и контроля обеспечивает безопасность работы установки, следя за технологическими параметрами процесса и предупреждая об отклонении этих параметров.

2.3 Материальный и тепловой балансы

Основой материального баланса является закон сохранения материи, согласно которому количество материала, поступающего в процесс (приходные статьи материального баланса), равняется количеству продуктов, получаемых в результате процесса (расходные статьи материального баланса). Материальный баланс должен составляться как для всего технологического процесса, так и для отдельных его элементов. Материальный баланс составляют за единицу времени - час, сутки, год - или за цикл работы на единицу исходного сырья или готовой продукции, т. е. за тот отрезок времени, в течение которого перерабатывается определенное количество сырья или получается определенное количество продукта.

Материальный баланс обычно составляют в виде таблиц или схем с указанием соответствующих материальных потоков и представлен в таб. 2.4 Материальный баланс может быть рассчитан в весовых, мольных или объемных единицах. При составлении материального баланса в объемных или мольных единицах необходимо учитывать, что в результате тех или иных химических превращений объем или число молей, поступающих в аппарат, может отличаться от объема или числа молей продуктов, получаемых в результате процесса. Кроме того, такое несоответствие возможно при смешении компонен-

тов, не подчиняющихся закону аддитивности.

Энергетический баланс основывается на законе сохранения энергии. Технологические процессы часто сопровождаются изменением теплосодержания системы, а также затратой энергии (электрической, механической и др.). Поэтому при расчетах аппаратов необходимо составлять энергетические балансы.

Таблица 2.4 - Материальный баланс

Статьи прихода, расхода	%	Количество, т/час
Приход		
Нефть	68,60	943,1
Вода	20,00	275,0
Газ	11,40	156,9
деэмульгатор	0,002	0,0275
Итого прихода:	100,00	375,0
Расход		
Вода	19,50	268,2
Газ	11,47	157,8
нефть с обводненностью 0,5%	69,03	950,0
Итого расхода:	100,00	1375,0

Энергетический баланс отражает основное содержание закона сохранения энергии, согласно которому количество энергии, введенной в процесс (приходные статьи баланса), равно количеству энергии, получаемой в результате процесса (расходные статьи баланса).

Так же как и материальный баланс, энергетический баланс можно составлять для всего производственного процесса или для отдельных его стадий. Энергетический баланс может быть составлен для единицы времени (час, сутки), для цикла работы, а также на единицу исходного сырья или готовой продукции. При составлении теплового баланса (табл. 2.5) количество тепла, содержащегося в тех или иных материальных потоках, отсчитывают от какого-

либо температурного уровня, чаще всего от 0°C.

Таблица 2.5 - Тепловой баланс

Статьи прихода, расхода	%	Количество, МДж/ч
Приход		
теплосодержание нефти	33,3	62727,5
тепло которое передается в печи	66,7	125455,0
Итого прихода:	100	188182,5
Расход		
теплосодержание нефти	18,0	33925,5
теплосодержание воды	11,6	21911,9
теплосодержание газа	9,1	17066,1
потери в окружающую среду и в аппаратах УПН	61,3	115279,0
100		188182,5

При составлении энергетического и, в частности, теплового баланса особое внимание должно быть обращено:

- на возможный переход одного вида энергии в другой;
- на изменение агрегатного состояния тела, которое сопровождается выделением или поглощением тепла (скрытая теплота испарения или конденсации, плавления, затвердевания, адсорбции и т. д.);
- на тепловой эффект химической реакции (эндотермической или экзотермической).

Иногда необходимо учитывать потери тепла в окружающую среду. Как тепловой, так и материальный баланс удобно представлять в виде таблиц или схем с указанием всех приходных и расходных статей.

Для расчета теплового баланса необходимо знать теплоемкости потоков. Теплоемкость газового потока рассчитывается по содержанию компонентов

(табл. 2.6).

Таблица 2.6 Средние теплоемкости газов

	CO₂	CO₂	CH₄	C₂H₆	C₃H₈	н- C₄H₁₀	и- C₄H₁₀
Средняя теплоемкость, кДж/(кг·К)	0,843	1,036	2,226	1,751	1,667	1,682	1,666
Содержание, %	0,2	1,2	92,0	1,5	2,0	1,0	1,5

Теплоемкость воды с содержанием различных солей, кислот и оснований рассчитываем аналогичным образом таб. 2.7

Таблица 2.7- Средние теплоемкости солей.

	H₂C O₃	H₂S O₄	HCl	Ca(OH)₂	Mg(OH)₂	Na(OH)+K(OH)
Средняя теплоемкость, кДж/(кг·К)	0,576	1,416	0,766	1,181	1,320	1,332
Содержание, %	0,635	0,003	8,0	0,2	0,04	4,5

Так как нефть приходит с 20%-ой обводненностью и содержит 11,4% попутного газа, теплоемкость приходящей нефти рассчитывается по правилу смешения.

Тепло, которое передается в печи, рассчитывается при условии, если температура нефти на выходе 333К:

Теплосодержание нефти на выходе с установки рассчитывается с учетом тепловых потерь.

Теплосодержание воды и газа, уходящих с установки рассчитывается при температурах соответственно 273К и 323К:

Результаты расчета теплового баланса приведены в табл. 2.5.

3. Расчетная часть

3.1 Выбор и расчет электрогенератора

Электродегидраторы классифицируются по следующим основным признакам:

1. По применению электрических полей постоянного и переменного тока.

В России электродегидраторы работают в основном с полями переменного тока как в промышленных, так и в нефтезаводских установках подготовки нефти. Наряду с эффективностью обработки водонефтяных эмульсий В/Н (вода в нефти) с большой обводненностью в полях переменного тока, такие системы имеют более простое и доступное оборудование.

2. По способу ввода нефти в электродегидратор.

В отечественной и зарубежной промышленной практике подготовки нефти получили распространение две принципиально разные системы ввода нефти в электродегидратор – в нижнюю часть аппарата и непосредственно в межэлектродное пространство. Установлено, что аппараты с нижним вводом эффективно эксплуатируются и дают лучшие результаты по качеству нефти при обработке нефтей легкой и средней плотности. Электродегидраторы с межэлектродным вводом эмульсии (без нижней подачи) также эффективно работают при увеличении объема электрического поля за счет введения дополнительной площади электродов (электродегидраторы 2ЭГ160/3, 2ЭГ160-2 и др.) и могут иметь меньшие габариты [3³].

3. С учетом того, что обе конструкции ввода нефти практически равноценны, было предложено для повышения эффективности обезвоживания совместить их в одном аппарате – 2ЭГ160-2. При одновременной подаче нефти в подэлектродную и межэлектродную зоны эффективность обезвоживания существенно повышается. Этому способствуют: активное перемешивание в электрическом поле между нижним и средним электродами вертикально вос-

³ Методическое указание уч.стр.литера 2015 г. Стр 78,Филатов К.Л

ходящего потока нефти нижней подачи и горизонтальных потоков верхней подачи; активное взаимодействие в электрическом поле между нижним электродом и уровнем раздела фаз двух встречных потоков водяных капель, движущихся с восходящим потоком нефти и осаждающихся после укрупнения в межэлектродном пространстве; существенное снижение скорости восходящего потока в результате подачи 25-30% нефти через распределительные головки. Последнее обстоятельство позволяет также увеличить производительность аппарата по сравнению с производительностью электродегидратора 2ЭГ160[4].

1. По конструктивным особенностям.
2. Современные способы электродеэмульгирования требуют применения высокоэффективных аппаратов небольших габаритов с высокой единичной производительностью. Таким условиям удовлетворяют аппараты горизонтального типа, обеспечивающие производительность от 2 до 2,5 своих объемов в час. В этих аппаратах улучшается движение и распределение потоков, удается разместить электроды с большей площадью. Большое влияние на гидродинамику в аппарате оказывают входные распределители потока жидкости, которые обеспечивают равномерное распределение и движение вводимых потоков по всей длине аппарата.

В данной работе для существующих условий выбран промышленный горизонтальный электродегидратор 1ЭГ200-2Р – комбинированный с двумя раздельными вводами нефти, предназначенный для разрушения широкой гаммы нефтяных эмульсий – от самых легких до агрегативно устойчивых. Эти аппараты можно эксплуатировать только с нижней подачей, когда обрабатывается легкая (по плотности) и малообводненная нефть, или только с верхней подачей при высокообводненной нефти средней плотности; высоковязкие нефти обрабатываются в аппаратах, как правило, с нижним и верхним вводами.[5]

3.2. Расчет производительности электродегидратора 1ЭГ200-2Р

Исходные данные: температура в электродегидраторе $t=50^{\circ}\text{C}$;

⁴ Кошелев С.А. Работа электрогенератора, 2012 г.изд.ЮНИКОМ стр.245

⁵ Филатов С.И. Конструктивные особенности электрогенераторов,2014 г.изд.ПАРУС

плотность нефти при 50°C $\rho_n=828$ кг/м³;

плотность воды при 50°C $\rho_v=1019$ кг/м³;

кинематическая вязкость нефти при 50°C

$$\nu_n=3,9 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с};$$

диаметр наименьших капель воды, осаждающихся в электродегидраторе,

$$d=2,2 \cdot 10^{-4} \text{ м}.$$

Основные размеры электродегидратора: длина $L=22,91$ м, диаметр $D=3,4$ м, $S=22,91 \cdot 3,4=77,894$ м². Максимальная скорость осаждения в таком аппарате равна:

Пусть $Re < 0,4$. Тогда скорость осаждения капелек воды в неподвижной среде при ламинарном характере движения ($10^{-4} \leq Re \leq 0,4 \div 2,0$) рассчитываем по формуле Стокса:

$$u_{нок} = \frac{d^2 \cdot g \cdot (\rho_v - \rho_n)}{18 \cdot \nu_n \cdot \rho_n} \quad (1);$$

$$u_{нок} = \frac{(2,2 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 9,81 \cdot (1019 - 828)}{18 \cdot 3,9 \cdot 10^{-6} \cdot 828} = 0,00156 \text{ м/с};$$

Определяем значение критерия Re по формуле:

$$Re = \frac{u_{нок} \cdot d}{\nu_n} \quad (2);$$

$$Re = \frac{0,00156 \cdot 2,2 \cdot 10^{-4}}{3,9 \cdot 10^{-6}} = 0,088;$$

т.е. $Re < 0,4$, следовательно, использование формулы Стокса для определения скорости осаждения в неподвижной среде справедливо.

Определяем производительность аппарата:

$$G=0,00156 \cdot 77,894=0,1215 \text{ м}^3/\text{с}=437 \text{ м}^3/\text{ч}=10500 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Время, необходимое для осаждения капель воды определяем по формуле:

$$\tau_{ос} = \frac{h_3}{u_{факт}};$$

где h_3 -высота слоя эмульсии, м.

$$h_3 = D - h_1;$$

где h_1 -расстояние от дна электродегидратора до поверхности раздела фаз, принимаем $h_1=1$ м.

При одновременной верхней и нижней подаче сырья в электродегидратор $u_{\text{факт}}=u_{\text{пок}}$, тогда

$$\tau_{oc} = \frac{3,4-1}{0,00156} = 1538c = 25,6 \text{ мин}$$

Для эффективного отстоя должно соблюдаться соотношение: $\tau \geq \tau_{oc}$, где τ -время пребывания нефти в электродегидраторе. Принимаем $\tau=40$ мин. [6]

3.2.1 Определение содержания воды в нефти на выходе

Обводненность нефти на выходе определяем с помощью уравнения:

$$\frac{w \cdot 18 \cdot \mu_n (1 - B_i)^2}{d_{\text{max}}^2 \cdot (\rho_g - \rho_n) \cdot g \cdot [(1 - B_i)^2 - (1 - \frac{B_i}{B})^2]} = (1 - B_i)^{4,7};$$

где w -скорость стесненного осаждения капель, определяем по формуле:

$$w = \frac{h_2}{\tau} = \frac{3,4-1}{2400} = 0,001 \text{ м/с};$$

где B , B_i -соответственно обводненности нефти на входе и выходе из электродегидратора. Подставив числовые значения известных величин, входящих в это равенство при $d_{\text{max}}=350$ мкм, получим:

$$\frac{0,001 \cdot 18 \cdot 3,23 \cdot 10^{-3}}{(350 \cdot 10^{-6})^2 \cdot (1019 - 828) \cdot 9,81} \cdot \frac{(1 - B_i)^2}{(1 - B_i)^2 - (1 - \frac{B_i}{B})^2} = (1 - B_i)^{4,7};$$

Упростим полученное равенство:

$$0,1577 = (1 - \delta \cdot B)^{2,7} [(1 - \delta \cdot B)^2 - (1 - \delta)^2];$$

где δ -отношение обводненности нефти на выходе из электродегидратора к её обводненности на входе $\delta=B_i/B$. Обозначим:

$$A(\delta) = (1 - \delta \cdot B)^{2,7} [(1 - \delta \cdot B)^2 - (1 - \delta)^2];$$

В общем случае $0 \leq \delta \leq 1$, соответственно $0 < B < 0,8$. Обводненность эмульсии на входе в электродегидратор 5%, $B=0,05$.

Используя номограмму решения уравнения (рисунок 3) и значение $A(\delta) = 0,1577$ при $B = 0,05$, найдем, что $\delta = 0,12$, откуда определим обводненность нефти на выходе из электродегидратора:

$$B_i = 0,1 \cdot 5 = 0,5\%$$

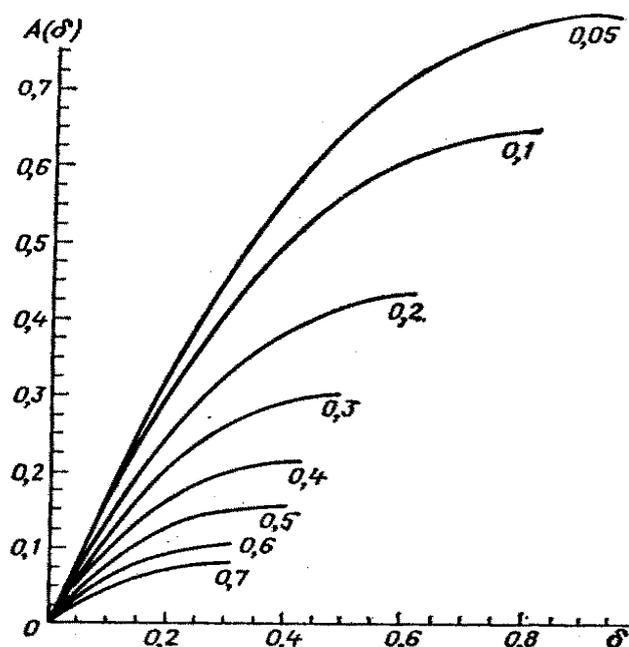


Рисунок 3 – Номограмма значений $A(\delta)$ при различных δ . На кривых указаны обводнённости эмульсии на выходе из электродегидратора B .

3.2.2 Определение содержания хлористых солей на выходе из электродегидратора

Содержание хлористых солей на входе в электродегидратор определяем по формуле:

$$C_n^{Cl} = C_s^{Cl} \cdot B;$$

где C_s^{Cl} – содержание хлористых солей в воде;

B – содержание воды в нефти.

$$C_n^{Cl} = 14848 \cdot 0,05 = 743,9 \text{ мг/л};$$

Содержание хлористых солей на выходе:

$$C_n^{Cl} = 14878 \cdot 0.006 = 89.27 \text{ мг/л.}$$

3.3 Результаты расчетов

В результате произведенных расчетов основных технических характеристик электродегидратора получили следующие значения:

Производительность по сырью составляет - 457,42 т/ч

Производительность по готовому продукту - 437,42 т/ч

Расход промывной воды - 20 т/ч.

Согласно полученной производительности электродегидратора, можно сделать вывод о том, что данный аппарат не только позволит подготовить существующий объем перерабатываемой нефти (2 840 868 т/год), но также будет стабильно работать, если объем перерабатываемой нефти возрастет до 3 828 120 т/год.

При содержании воды в сырой нефти 5%, обводненность продукта на выходе из электродегидратора составит 0,5 %. Доведение до более высокого показателя качества нефти по содержанию воды производится в резервуаре товарной нефти путем гравитационного осаждения.

В данное время подача деэмульгатора производится перед ступенью сепарации и перед печами в равных пропорциях. Деэмульгатор, введенный перед ступенью сепарации не дает эффекта, т.к. нефть имеет низкую температуру недостаточную для работы деэмульгатора, а также основное его количество отслаивается вместе с подтоварной водой, поэтому большую часть деэмульгатора следует вводить после печей.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Предпроектный анализ

4.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Продукт: исследование процессов подготовки нефти ЦППН-5 Игольско-го месторождения

Целевой рынок: предприятие нефтяной, газовой промышленности.

4.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Таблица 4.1 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,05	4	2	1	0,3	0,25	0,1
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,3	4	3	3	1,5	0,32	0,47
3. Надежность	0,4	4	5	3	0,4	0,5	0,35
4. Простота эксплуатации	0,05	4	4	4	0,17	0,4	0,5
5. Качество интеллектуального интерфейса	0,09	4	1	4	0,78	0,7	0,5
6. Конкурентоспособность продукта	0,07	4	4	5	0,2	0,11	0,44
7. Уровень проникновения на рынок	0,09	5	4	5	0,1	0,35	0,8
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена	0,05	3	4	5	0,23	0,14	0,7
2. Предполагаемый срок эксплуатации	0,05	3	4	5	0,15	0,23	0,1
3. Послепродажное обслуживание	0,05	5	4	4	0,14	0,15	0,2
4. Финансирование научной разработки	0,06	4	4	4	0,35	0,23	0,12
5. Срок выхода на рынок	0,08	4	5	3	0,8	0,8	0,36
6. Наличие сертификации разработки	0,04	5	5	1	0,8	0,8	0,48
Итого	1	53	49	47	5,92	4,98	5,12

4.3 SWOT-анализ

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

Таблица 4.2 - SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1.Эффективность работы центрального пункта сбора нефти С2.Модернизация и автоматизация технологий. С3. Безопасность и экологичность проекта. С4.Подготовка высококвалифицированных специалистов.</p>	<p>Слабые стороны исследовательского проекта: Сл1.Отсутстви оборудования для проведения исследований Сл2.Отсутствие возможности произвести модернизацию оборудования Сл3.Финансирование</p>
<p>Возможности: В1Получение дополнительного объема продукта на выходе В2.Получение дополнительных результатов при исследованиях</p>	<p>С1.Разработка методов и анализа по месторождению.</p>	<p>Сл1.Повышения квалификации работников</p>
<p>Угрозы: У1 Сертификация, лицензирование. У2.Развитая конкуренция</p>	<p>С1.Сертификация, новации С2.Разработка нормативной документации</p>	<p>Сл1. Модернизация процесса автоматизации Сл2.Нормы и стандарты Сл3.Законодательная база, разработка нормативов и стандартов .</p>

4.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации

Таблица 4.3 - Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1.	Определен имеющийся научно-технический задел	3	1
2.	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	3	2
3.	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	3	2
4.	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	3	3
5.	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	2	1

Продолжение таблицы 4.3

6.	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	2	1
7.	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	2	1
8.	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	1	2
9.	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	1
10.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	2
11.	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	1	1
12.	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	2
13.	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	1	2
14.	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	2
15.	Проработан механизм реализации научного проекта	2	1
ИТОГО БАЛЛОВ		32	24

Инициация проекта

Группа процессов инициации состоит из процессов, которые выполняются для определения нового проекта или новой фазы существующего. В рамках процессов инициации определяются изначальные цели и содержание и фиксируются изначальные финансовые ресурсы. Определяются внутренние и внешние заинтересованные стороны проекта, которые будут взаимодействовать и влиять на общий результат научного проекта. Данная информация закрепляется в Уставе проекта.

Таблица 4.4 - Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
«ОАО». Роснефть	разработка мероприятий по усовершенствованию работы УПСВ и систем сбора и подготовки нефти

Таблица 4.5 - Цели и результат проекта

Цели проекта:	разработка мероприятий по усовершенствованию работы ЦППН и систем сбора и подготовки нефти.
Ожидаемые результаты проекта:	Получение результатов по работе
Критерии приемки результата проекта:	<p>1. Программа капитальных вложений Игольского нефтяного месторождения на 2015 год.</p> <p>2. Заключение Экспертизы промышленной безопасности, регистрационный номер заключения № 58-ТУЗ.</p> <p>3. Лицензия на право пользования недрами ТН № 000НЭ Игольского месторождения, срок до 26.04.2038г.</p>
Требования к результату проекта:	Требование:
	1. Составить выводы об альтернативности выбора. Оценить результат.

Организационная структура проекта

Таблица 4.6 - Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудовые затраты, час.
		Руководитель	Координация деятельности проекта	
		Исполнитель	Выполнение ВКР	
ИТОГО:				

Таблица 4.7 - Ограничения проекта

Фактор	Ограничения/ допущения
3.1. Бюджет проекта	241 908
3.1.1. Источник финансирования	ОАО «ТН ВНК»
3.2. Сроки проекта:	11.01.15-1.09.15
3.2.1. Дата утверждения плана управления проектом	11.01.15
3.2.2. Дата завершения проекта	1.09.15

4.5 Планирование управления научно-техническим проектом

План проекта

Линейный график представляется в виде таблицы 4.8

Таблица 4.8 – Календарный план проекта

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Изучение литературы, составление литературного обзора	9	11.01	20.01	
Расчет на математической модели	4	20.01	24.01	
Обсуждение полученных результатов	30	24.03	25.04	
Оформление выводов	10	25.04	05.05	
Оформление пояснительной записки	7	05.05	12.05	
Итого:	60			

Таблица 4.9 - Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Т _к , кал, ,дн.	Продолжительность выполнения работ														
			январь		февраль			март			апрель			май			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Изучение литературы, составление литературного обзора	Специалист	9	■														
Расчет на математической модели	Специалист	4	■														
Обсуждение полученных результатов	Специалист, руководитель	30									■	■	■				
Оформление выводов	Специалист	7												■	■		
Оформление пояснительной записки	Специалист	10													■	■	

4.6 Бюджет научного исследования

Сырье, материалы, покупные изделия и полуфабрикаты (за вычетом отходов)

Таблица 4.10 - Группировка затрат по статьям

Затраты по статьям				
Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого плановая себестоимость
96	10 810	181 747,53	49 254	241 908

Таблица 4.11 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Единица измерений	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Цена 1л нефти	литр	1	2,30	2,30
Электроэнергия	руб	На 1 кв/ч	0,70	0,70
Транспортно-заготовительные расходы(3-5%)			2,37	
Базовая система автоматизации			90,63	90.63
Итого по статье C_m				96

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Таблица 4.12 - Расчет затрат по статье «Спецоборудование НИР по проекту»

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость с учетом НДС, руб.	Норма амортизации, %	Амортизация, руб.
1	Уровнемер	1	25000	15	3750
2	Контролёр модульный	1	100000	15	15000
3	Датчик	1	45000	15	6750
4	Термопреобразователь	1	46200	15	6930
	Итого		186100		32430
	За период выпол.НИР				10810

Основная заработная плата

Таблица 4.13 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Специалист
Календарное число дней	90	100
Количество нерабочих дней	30	30
- выходные дни	5	5
- праздничные дни		
Потери рабочего времени		
- отпуск	-	-
- невыходы по болезни		

Продолжение таблицы 4.13

Действительный годовой фонд раб. Времени	59	59
--	----	----

Таблица 4. 14 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	З _б , руб.	k _р	З _м , руб	З _{дн} , руб.	T _р , раб.д н.	З _{осн} , руб.
Руководитель	25 523,45	1,3	33 180,49	5 935,67	22	130 584,74
Специалист	10 000	1,3	13 000	2 325,58	22	51 162,79
Итого З_{осн} 181 747,53						

Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала

Таблица 4.15 - Зарплата исполнителей НТИ

Зарботная плата	Руководитель	Специалист
Основная зарплата	130584,74	51162,79
Дополнительная зарплата		
Итого по статье С _{зп}	130584,74	51162,79

Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}),$$

где $k_{\text{внеб}} = 30\%$ коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 4.16 - Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Специалист
Зарплата	130 584,74	51 162,79
Отчисления на социальные нужды	35 389	13 865
ИТОГО	49 254	

4.7 Организационная структура проекта

В практике используется несколько базовых вариантов организационных структур: функциональная, проектная, матричная.

Наиболее подходящей организационной структурой является проектная структура, представленная на рисунке 4.

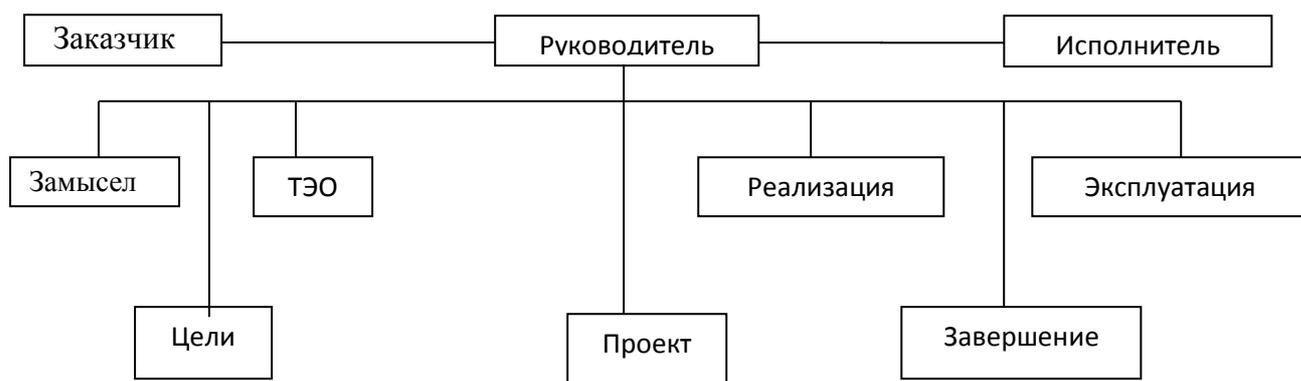


Рисунок 4 - Организационная структура проекта

Вывод: На основе проведенного анализа выбора организационной структуры научного проекта, было выявлено, что наиболее выгодной является проектная структура.

Энергопотребление

Расчет затрат на электроэнергию научного оборудования приведен в таблице 4.17 (при средней стоимости 1 кВт электроэнергии -7 руб.).

Таблица 4.17 Затраты на электроэнергию

№	Наименование прибора	Количество, штук	Потребляемая мощность, кВт/ч	T приоб., ч	E, кВт*ч	Стоимость, руб.
1	синхрометр	1	0,018	0,5	0,009	0,063
2	монومتر	1	2,3	30	69	483
3	эл.генератор	1	0,62	52	32,24	225,68
ИТОГО						708,74

5. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Эффективность научного ресурсосберегающего проекта включает в себя социальную эффективность, экономическую и бюджетную эффективность. Показатели общественной эффективности учитывают социально-экономические последствия осуществления инвестиционного проекта как для общества в целом, в том числе непосредственные результаты и затраты проекта, так и затраты, и результаты в смежных секторах экономики, экологические, социальные и иные внеэкономические эффекты.

Показатели экономической эффективности проекта учитывают финансовые последствия его осуществления для предприятия, реализующего данный проект. В этом случае показатели эффективности проекта в целом характеризуют с экономической точки зрения технические, технологические и организационные проектные решения.

Бюджетная эффективность характеризуется участием государства в проекте с точки зрения расходов и доходов бюджетов всех уровней.

5.1 Динамические методы экономической оценки инвестиций

Динамические методы оценки инвестиций базируются на применении показателей:

- Чистая текущая стоимость (**NPV**);
- срок окупаемости (**PP**);
- внутренняя ставка доходности (**IRR**);
- индекс доходности (**PI**).

Все перечисленные показатели основываются на сопоставлении чистых денежных поступлений от операционной и инвестиционной деятельности, и их приведении к определенному моменту времени. Теоретически чистые денежные поступления можно приводить к любому моменту времени (к будущему либо текущему периоду). Но для практических целей оценку инвестиции удобнее осуществлять на момент принятия решений об инвестировании средств.

5.2 Чистая текущая стоимость (NPV)

Данный метод основан на сопоставлении дисконтированных чистых денежных поступлений от операционной и инвестиционной деятельности.

Если инвестиции носят разовый характер, то NPV определяется по формуле:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{ЧДП_{опt}}{(1+i)^t} - I_0,$$

где $ЧДП_{опt}$ – чистые денежные поступления от операционной деятельности;

I_0 – разовые инвестиции, осуществляемые в нулевом году;

t – номер шага расчета ($t=0, 1, 2 \dots n$);

n – горизонт расчета;

i – ставка дисконтирования (желаемый уровень доходности инвестируемых средств).

Чистая текущая стоимость является абсолютным показателем. Условием экономичности инвестиционного проекта по данному показателю является выполнение следующего неравенства: $NPV > 0$.

Чем больше NPV, тем больше влияние инвестиционного проекта на экономический потенциал предприятия, реализующего данный проект, и на экономическую ценность этого предприятия.

Таким образом, инвестиционный проект считается выгодным, если NPV является положительной.

Таблица 5.1 - Расчет чистой текущей стоимости по проекту в целом

№	Наименование показателей	Шаг расчета				
		0	1	2	3	4
1.	Выручка от реализации, т.р.	0	312105	312105	312105	312105
2.	Итого приток	0	312105	312105	312105	312105
3.	Инвестиц. издержки, т.руб.	-241908	0	0	0	0
4.	Операционные затраты, т. р. С+Ам+ФОТ	0	60464	60464	60464	60464

Продолжение табл. 5.1

5.	Налоги Выр-опер=донал.приб*20%	0	50328	50328	50328	50328
6.	Итого отток Опер.затр+налоги	-241908	110792	110792	110792	110792
7.	Чистый денежный поток ЧДП=Пчист+Ам Пчист=Пдонал.-налог	-241908	196587	196587	196587	196587
8.	Коэффициент дисконтирования (приведения при $i=0,20$)	1,0	0,833	0,694	0,578	0,482
9.	Дисконтированный чистый денежный поток ($c7*c8$)	-241908	163757	136431	113627	94755
10	Нарастающим итогом NPV	-241908	-78151	58280	171908	266663

Таким образом, чистая текущая стоимость по проекту в целом составляет 266 663 д. ед., что позволяет судить о его эффективности.

5.3 Дисконтированный срок окупаемости

Как отмечалось ранее, одним из недостатков показателя простого срока окупаемости является игнорирование в процессе его расчета разной ценности денег во времени.

Этот недостаток устраняется путем определения дисконтированного срока окупаемости.

Рассчитывается данный показатель примерно по той же методике, что и простой срок окупаемости, с той лишь разницей, что последний не учитывает фактор времени.

Наиболее приемлемым методом установления дисконтированного срока окупаемости является расчет кумулятивного (нарастающим итогом) денежного потока (см. табл. 5.2).

Таблица 5.2 – Дисконтированный срок окупаемости

№	Наименование показателя	Шаг расчета				
		0	1	2	3	4
1.	Дисконтированный чистый денежный поток ($i=0,20$)	-241908	163757	136431	113627	94755
2.	Нарастающим итогом	-241908	-78151	58280	171908	266663
3.	Дисконтированный срок окупаемости	$PP_{диск} = 1 + 78151 / 136431 = 1,5$ месяца				

5.4 Внутренняя ставка доходности (IRR)

Для установления показателя чистой текущей стоимости (NPV) необходимо располагать информацией о ставке дисконтирования, определение которой является проблемой, поскольку зависит от оценки экспертов. Поэтому, чтобы уменьшить субъективизм в оценке эффективности инвестиций на практике широкое распространение получил метод, основанный на расчете внутренней ставки доходности (IRR).

Между чистой текущей стоимостью (NPV) и ставкой дисконтирования (i) существует обратная зависимость. Эта зависимость следует из таблицы 5.3 и графика, представленного на рисунке 5.

Таблица 5.3 - Зависимость NPV от ставки дисконтирования

№ п/п	Наименование показателя	0	1	2	3	4	NPV
1	Чистые денежные потоки	-241908	196587	196587	196587	196587	
2	Коэффициент дисконтирования						
	$i=0,1$	1	0,909	0,826	0,751	0,683	
	$i=0,2$	1	0,833	0,694	0,578	0,482	
	$i=0,4$	1	0,714	0,51	0,364	0,26	
	$i=0,5$	1	0,667	0,444	0,295	0,198	
	$i=0,6$	1	0,625	0,390	0,244	0,095	
	$i=0,7$	1	0,588	0,335	0,203	0,070	
3	Дисконтированный денежный поток						
	$i=0,1$	-241208	178698	162381	147637	134269	381076

Продолжение таблицы 5.3

	$i=0,2$	-241208	163757	136431	113627	94755	266663
	$i=0,4$	-241208	140363	100259	71558	51113	121385
	$i=0,5$	-241208	131124	87285	57993	38924	73418
	$i=0,6$	-241208	122867	76669	47967	18676	24271
	$i=0,7$	-241208	115593	65857	39907	13761	-6790

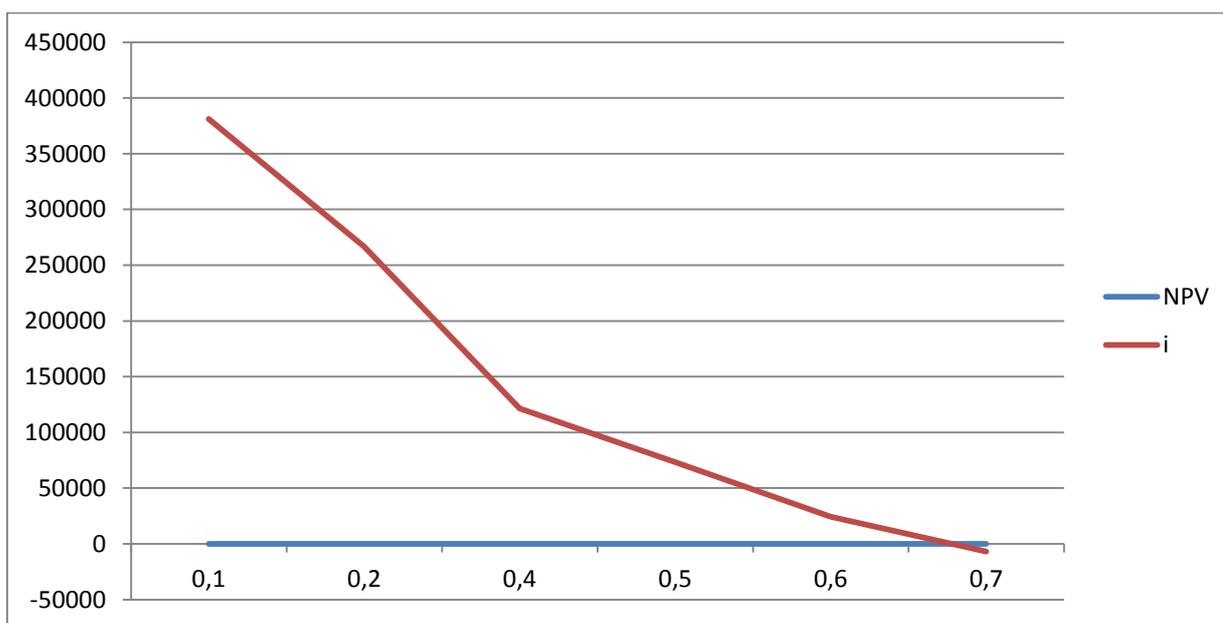


Рисунок 5 – Зависимость NPV от ставки дисконтирования

Из таблицы и графика следует, что по мере роста ставки дисконтирования чистая текущая стоимость уменьшается, становясь отрицательной. Значение ставки, при которой NPV обращается в нуль, носит название «внутренней ставки доходности» или «внутренней нормы прибыли». Из графика получаем, что IRR составляет 0,70.

5.5 Индекс доходности (рентабельности) инвестиций (PI)

Индекс доходности показывает, сколько приходится дисконтированных денежных поступлений на рубль инвестиций.

Расчет этого показателя осуществляется по формуле

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{ЧПД_t}{(1+i)^t} / I_0,$$

где I_0 – первоначальные инвестиции.

$$PI = \frac{163757 + 136431 + 113627 + 94755}{241208} = 2,1$$

$PI=2,1 > 1$, следовательно, проект эффективен при $i=0,2$; $NPV=266\ 663$

5.6 Оценка сравнительной эффективности исследования

Таблица 5.4 – Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Вариант исполнения аналога №	Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Отчисления социальные	Итого плановая стоимость
1	100	421560	204585	56829	683074
2	90	325487	180262	50072	555911

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{241908}{683074} = 0,4$$

$$I_{\Phi}^{a1} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{683074}{683074} = 1$$

$$I_{\Phi}^{a2} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{555911}{683074} = 0,8$$

где I_{Φ}^p - интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разы.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a, \quad I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i b_i^p,$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов; a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности рекомендуется проводить в форме таблицы, пример которой приведен ниже.

Таблица 5.5 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	5	5	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	4	3	1
3. Помехоустойчивость	0,15	5	5	2
4. Энергосбережение	0,20	5	4	5
5. Надежность	0,25	5	5	3
6. Материалоемкость	0,15	1	2	2
ИТОГО	1	25	24	17

$$I_m^p = 5 * 0,1 + 4 * 0,15 + 5 * 0,15 + 4 * 0,2 + 4 * 0,25 + 5 * 0,15 = 4,3$$

$$I_m^{a1} = 5 * 0,1 + 3 * 0,15 + 5 * 0,15 + 4 * 0,2 + 5 * 0,25 + 2 * 0,15 = 4,1$$

$$I_m^{a2} = 4 * 0,1 + 1 * 0,15 + 2 * 0,15 + 5 * 0,2 + 3 * 0,25 + 2 * 0,15 = 2,8$$

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{финр}^p$) и аналога ($I_{финр}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_{\phi}^p} = \frac{4,3}{0,4} = 10,7$$

$$I_{финр}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{\phi}^{a1}} = \frac{4,1}{1} = 3,9$$

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^{a2}}{I_{\phi}^{a2}} = \frac{2,8}{0,8} = 3,5$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта. Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^{a1}} = \frac{10,7}{3,9} = 2,7$$

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^{a2}} = \frac{10,7}{3,5} = 3,05$$

где $\mathcal{E}_{ср}$ – сравнительная эффективность проекта; I_m^p – интегральный показатель разработки; I_m^a – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 5.6 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Аналог 1	Аналог 2	Разработка
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,8	0,4

Продолжение таблицы 5.6

2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,9	3,5	10,7
3	Интегральный показатель эффективности	4,1	2,8	4,3
4	Сравнительная эффект. вариантов исполнения	2,7		3,05

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет судить о приемлемости существующего варианта решения поставленной в дипломной работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

В ходе проведения анализа показателей эффективности инвестиций была получена чистая текущая стоимость (NPV) –266 663 тыс. руб.

Данный инвестиционный проект можно считать выгодным, NPV положительная величина. Дисконтированный срок окупаемости проекта ($PP_{дск}$) составляет 1,5 месяца. Внутренняя ставка доходности (IRR) – 70% – инвестиционный проект экономически оправдан, так как выполняется условие неравенства $IRR > i$. Индекс доходности (PI) – 2,1 превышает единицу, следовательно, что данная инвестиция приемлема.

6 Социальная ответственность

Введение

Установка подготовки нефти Игольского месторождения является пунктом сбора продукции скважин, поступающей с Игольского, Тагайского и Карайского месторождения. На территории месторождения проложены бетонные дороги к основным производственным объектам (ЦПС, БКНС, базы промысловые), к остальным - грунтовые.

Поступающая из нефтяных и газовых скважин продукция не представляет собой соответственно чистые нефть и газ. Из скважин вместе с нефтью поступают пластовая вода, попутный (нефтяной) газ, твердые частицы механических примесей (горных пород, затвердевшего цемента). Для получения товарной нефти ее необходимо подвергнуть специальной подготовке, а газ перед по-

ступлением к потребителю проходит сепарацию и осушку. Ввиду того, что пластовая вода и различные механические примеси вызывают износ трубопроводов и оборудования, нефть отделяют от воды, газа и механических примесей до подачи в магистральный трубопровод.

Система сбора и подготовки нефти включает комплекс промышленных технических средств и установок» соединенных трубопроводами. Обычно на месторождениях применяется напорная герметизированная система сбора и подготовки продукции скважин, почти полностью исключая потери углеводородов.

6.1 Производственная безопасность

Анализ вредных факторов производственной среды

Таблица 6.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ на ЦППН-5

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-74 [1]		Нормативные документы
	вредные	опасные	
1.Обслуживание технологического оборудования резервуарного парка. 2.Прием и размещение, перекачивание, отпуск и хранение нефти, нефтепродуктов, сжиженных газов, реагентов и других продуктов.	1.Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; 2. химические; 3. Повышенный уровень шума на рабочем месте; ;	1.Движущиеся машины и механизмы; 2.Влияющие на репродуктивную функцию; по пути проникания в организм человека через органы дыхания;	1. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ.Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. 2. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ.Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. 3. ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. 4. ГОСТ 12.3.002–75 ССБ.Процессы производственные. Общие требования безопасности.

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Влияние температурного фактора окружающей среды на человека обусловлено наличием функциональных систем терморегуляции и изготвлением тепловой энергии в организме, постоянным тепловым обменом организма с окружающей средой, целенаправленным использованием человеком в своей повседневной жизни и деятельности средств регуляции теплообмена. Работы проводятся в специальных защитных средствах, предусмотренных по ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

Меры безопасности работ при низких температурах.

При выполнении работ при низких температурах на открытом воздухе и в не отапливаемых помещениях основным опасным производственным фактором, который может привести к несчастным случаям, является обморожение от воздействия низкой температуры.

К средствам нормализации воздушной среды производственных помещений и рабочих мест относятся устройства для:

- поддержания нормируемой величины барометрического давления;
- вентиляции и очистки воздуха;
- кондиционирования воздуха;
- локализации вредных факторов;
- отопления;
- автоматического контроля и сигнализации;
- дезодорации воздуха.

К средствам защиты от обморожения при воздействии низкой температуры относятся:

Одежда специальная защитная:

- Тулупы

Средства защиты ног:

- Сапоги, валенки

Средства защиты рук:

- Рукавицы, перчатки
- Средства защиты головы:
- Шапки.

Химические производственные факторы

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

Таблица 6.2 – Классы опасности вредных веществ по ГОСТ 12.1.007–76.

Наименование показателя	Норма для класса опасности			
	1-го	2-го	3-го	4-го
Предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/куб.м	Менее 0,1	0,1-1,0	1,1-10,0	Более 10,0
Средняя смертельная доза при введении в желудок, мг/кг	Менее 15	15-150	151-5000	Более 5000
Средняя смертельная доза при нанесении на кожу, мг/кг	Менее 100	100-500	501-2500	Более 2500
Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/куб.м	Менее 500	500-5000	5001-50000	Более 50000
Коэффициент возможности ингаляционного отравления (КВИО)	Более 300	300-30	29-3	Менее 3
Зона острого действия	Менее 6,0	6,0-18,0	18,1-54,0	Более 54,0
Зона хронического действия	Более 10,0	10,0-5,0	4,9-2,5	Менее 2,5

К средствам защиты от токсичных производственных факторов относятся:

- спецодежда зимняя и летняя, предназначенная для защиты рабочих от вредного воздействия нефти и нефтепродуктов, а также от холода;
- противогазы, для защиты органов дыхания и зрения (фильтрующие с

коробкой марки "А" и шланговые типа ПШ 2);

- резиновые перчатки;
- резиновые фартуки.

Требования безопасности должны проводиться в соответствии с ГОСТ 12.1.007–76[3].

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

Повышенный уровень шума на рабочем месте

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

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

При нормировании шумовых характеристик рабочих мест, регламентируют общий шум независимо от количества источников шума по ГОСТ 12.1.003-83 (таблица 6.2).

Для борьбы с шумом организуют следующие мероприятия:

- изоляция фундамента реактора от грунта с помощью воздушных разрывов (акустические швы);

Важное направление борьбы с шумами имеет:

- звукоотражение;
- звукоизоляция;
- звукопоглощение.

Таблица 6.3 - Нормы шума на рабочих местах.

Рабочее место, Гц	Уровень звукового давления, дБ			
	250	500	1000	2000
Рабочие зоны в производственных помещениях и площадях.	86	83	80	78
Помещения управления	68	63	55	52

В случае, когда после проведения этих мероприятий уровень шума больше нормы на рабочих местах, то необходимо применять индивидуальные средства защиты (антифоны, наушники, шлемофоны).

К индивидуальным средствам защиты от вибрации относят виброизолирующая обувь; специальные ботинки на толстой резиновой подошве с воздушными прослойками, специальные виброизолирующие подставки.

Анализ опасных факторов рабочей зоны на предмет их опасных проявлений

Движущиеся машины и механизмы

Возможность получения механических травм при нарушении правил техники безопасности обслуживания движущихся и вращающихся частей механизмов (вентиляторы, насосы, компрессора, подъемные механизмы и др.), что в результате может вызвать ушибы, травмы, сдавливания конечностей и переломы обслуживающего персонала. А также при несоблюдении правил работы на высоте и не использования соответствующей спецодежды, в результате дорожно-транспортных происшествий.

Меры безопасности:

-к работе должны допускаться лица, имеющие специальную подготовку и определенную требованиями норм и правил квалификацию;

-работать только на исправном оборудовании, исправными контрольно-измерительными приборами и предохранительными устройствами;

-движущиеся части оборудования должны иметь защитные кожухи и ограждения;

-ремонт и смазку движущихся частей производить только после остановки;

Для защиты персонала от механических повреждений используют спецодежду, спецобувь, средства защиты рук, и др.

Соблюдение техники безопасности и применение средств индивидуальной защиты предусматривается отраслевыми правилами техники безопасности, а выдача этих средств регламентирована отраслевыми нормами.[8].

Средства защиты при опасных работах:

Средства защиты ног:

-сапоги;

-сапоги с удлиненным голенищем;

-сапоги с укороченным голенищем

-ботинки

Средства защиты рук:

-рукавицы;

-перчатки

Средства защиты головы:

-каска

Средства защиты глаз:

-очки защитные

Средства защиты лица:

-щитки защитные лицевые

Факторы влияющие на репродуктивную функцию; по пути проникания в организм человека через: органы дыхания

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

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

6.2 Экологическая безопасность

Вредное воздействие предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности распространяется, главным образом, на водные бассейны и атмосферу. Эта промышленность относится к наиболее водоёмким отраслям народного хозяйства. По объектам водопотребления её опережают лишь энергетика, металлургическая, химическая промышленность и коммунальное хозяйство.

Для борьбы с загрязнением атмосферы на установке подготовки нефти применяют следующие меры:

- газы, которые не могут быть использованы в дальнейшем
- для переработки, подаются на факельную установку;
- совершенствуется организация хранения и транспортирования углеводородов нефти и газа;
- совершенствование производства и создания новых технологий

Пассивные методы защиты окружающей среды включают комплекс мероприятий по ограничению выбросов производства с последующим захоронением.

Защита атмосферы

Большинство ядовитых веществ попадает в организм человека через органы дыхания. Это опасно из-за большой всасывающей способности слизистой оболочки носа и дыхательной поверхности лёгких. В процессе первичной подготовки нефти, сырьём для которой является сырая нефть, содержащая нефтеновые, парафиновые и ароматические углеводороды. Подготовленная нефть содержит большое количество ароматических углеводородов (бензол, толуол и т.д.). Они относятся к ядовитым (токсичным) веществам.

Токсичными называются вещества, которые, попадая в организм человека, вступают в химическое и физико-химическое взаимодействие с тканями.

Составляющие нефти являются ядами, поражающими центральную нервную систему, а также обладают наркотическим действием. Ароматические углеводороды помимо наркотического действия, вызывают аллергические реакции на коже (зуд, трещины, покраснения).

В нефтеперерабатывающей промышленности процессы идут при высоких температурах и давлении, следствием этого является то, что получаемые нефтепродукты находятся в жидком и частично газообразном состоянии. Это делает их более активными. Одним из основных мероприятий по предотвращению взрывов и пожаров, а также отравления персонала токсичными парами и газами на территории и объектах ЦППН является контроль воздушной среды, позволяющий своевременно принимать меры для устранения источников газовой выделений. Контроль воздушной среды на объектах и территории ЦППН осуществляется стационарными автоматическими сигнализаторами СТМ –10, сблочированными с аварийной вентиляцией при загазованности, соответствующей первому порогу срабатывания сигнализатора и с отключением оборудования при загазованности, соответствующей второму порогу срабатывания сигнализатора.

Защита литосферы

- С точки зрения охраны окружающей среды аварией на УПН является нарушение герметичности трубопроводов, оборудования и попадание нефти в окружающую среду.
- При разливе нефти необходимо принять меры по установке предупреждающих знаков на подходе к аварийному участку, по ограждению места разлива нефти красными флажками, а в темное время – световыми сигналами;
- Технологическая площадка имеет железобетонный поддон и отбортовку для исключения растекания нефти и нефтепродуктов при разгерметизации оборудования и трубопроводов.
- Аварийное опорожнение аппаратов производится в ЕП № 8 с последующей закачкой в приемный коллектор.
- Сбор разлившейся жидкости при разрушении сосудов (площадка сепарации, площадка отстойников) производится в дренажную емкость промливниевой канализации К-26 с последующей закачкой на вход печей ПТБ-10.
- Сбор разлившейся жидкости при нарушении герметичности РВС №1,2,3,4 производится в канализационный колодец Кх4 с последующим перетоком в дренажную емкость ЕП №7 и возвратом в технологию.
- Сбор разлившейся жидкости при нарушении герметичности РВС №5,6,7,8 производится в канализационный колодец Кх8 с последующим перетоком в дренажную емкость ЕП №10 и возвратом в технологию.
- В случае разлива нефти на почву необходимо провести ряд мероприятий. Исходя из опыта ликвидации последствий аварий на объектах ОАО «Томскнефть» ВНК, рекомендуется следующая схема очистки загрязненных земель: сооружение земляного амбара в пониженном месте по отношению к месту разлива для сбора нефти, прокладка к земляному амбару нефтесборных канав,

- смыв переносными гидромониторами нефти с почвы и растительности в нефтесборные каналы,
- после отстоя сбор обводненной нефти с поверхности воды земляного амбара и нефтесборных каналов нефтесборщиками (вакуумные на вездеходном шасси типа КО-118 «УНС-002» фирмы «Инбайс» производства РФ) в передвижную емкость, вывоз собранной нефти на пункт слива НСЖ (УПН ЦППН-5); сбор и вывоз нефтезагрязненного грунта на шламонакопитель.
- Пролитый метанол и химреагент должен немедленно быть засыпан песком или опилками. Пропитанный метанолом песок или опилки удаляются из помещения, а место разлива метанола промывается струей воды в канализационную систему.

Складирование отходов

При плановой остановке установки остатки нефти из аппаратов дренируются в дренажные подземные емкости. Сосуды площадки сепарации (НГС, УБС, УСТН, ГС, КСУ-1,2), печи нагрева ПТБ №1,2 дренируются в подземную емкость ЕП-8. Отстойники ОГ-1,2 дренируются в подземные емкости ЕП-4/1,4/2, 4/3, 4/4. Насосы внутренней и внешней перекачки дренируются в ЕП-9. После полного дренирования продукта производится пропарка и проветривание оборудования.

Освобождение резервуара от нефти осуществляется следующим образом:

- Перекачка нефти в нефтепровод насосами внешней перекачки до минимально-возможного уровня;
- Перекачка нефти в нефтепровод насосами внешней перекачки через дренажную подземную емкость с погружным насосом, работа из насоса в насос;
- Остаток нефти - «мертвый остаток», через зачистной патрубок сбрасывается в дренажную емкость, отстаивается. Придонный слой нефти откачивается в автоцистерну с вывозом в шламонакопитель, осветленная часть — перекачивается в нефтепровод.

Нефтяной газ из факельной системы вытесняется на факельные стволы азотом (паром). Для этого в начале факельных коллекторов предусмотрены узлы подключения.

Защита гидросферы

Технологический процесс обезвоживания и обессоливания нефти на ЦППН ведется непрерывно в закрытых аппаратах. Отвод попутного нефтяного газа и производится по закрытой схеме на факел и БКНС.

Контроль за параметрами и управление технологическим процессом осуществляется дистанционно по приборам установленным в операторной, со световой и звуковой сигнализацией достижения предельно допустимых и аварийных значений.

При достижении аварийных значений параметров процесса определяющих его взрывопожароопасность происходит остановка отдельного оборудования или срабатывание исполнительных механизмов, предотвращающих развитие аварийной ситуации (остановка ПТБ-10, открытие предохранительных клапанов, остановка насосов).

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Безаварийную работу пожаровзрывоопасных объектов можно обеспечить лишь при строгом соблюдении технологического регламента. Повышенная опасность работы оборудования в процессе подготовки нефти состоит в том, что при повышенных температурах и давлениях может произойти коррозия металла, которая не обнаруживается при визуальном наблюдении. Для её предотвращения предусмотрено изготовление корпусов реакторов из углеродистых и легированных сталей с таркрет-бетонной футеровкой для снижения температуры стенок до 200-300°C и обеспечения стойкости к водопроводной коррозии.

Аварии могут быть вызваны и разрядами статического электричества. Чтобы предотвратить взрыв нужно устранить одно из двух условий: искру или взрывоопасную среду. Обычно идут по пути ликвидации искры, а именно: от-

водят статическое электричество, устраивая заземление технологических трубопроводов и оборудования и устраняя электризацию жидких углеводородов антистатическими присадками.

Противопожарная защита

К основным причинам пожаров в нефтяной промышленности относятся следующие:

- нарушение технологического процесса и неисправность оборудования (арматуры, трубопроводов);
- отказ в работе технологического и электрооборудования, устройств контроля, управления и защиты;
- неосторожное обращение с огнем и электроприборами;
- короткое замыкание электрических проводов и возникновение разрядов, вызываемых статическим электричеством;
- нарушение правил пожарной безопасности при производстве электрогазосварочных и других огневых работ.

Проект УПН выполнен с учетом взрывопожароопасных свойств нефти и газа при соблюдении действующих норм и правил.

Основное оборудование УПН размещено на открытых площадках. Выделяющиеся горючие газы рассеиваются естественными воздушными потоками, при этом концентрация этих веществ снижается до безопасного уровня. Взрывы и пожары возможны только при больших газовыделениях, связанных с крупными авариями.

Пожары при утечке газа и разливах нефти развиваются по следующей схеме: - утечка газа (утечка нефти с последующим испарением) – образование облака взрывоопасной газовойздушной смеси - воспламенение газовойздушной смеси от постороннего источника - горение, либо взрыв.

То обстоятельство, что при аварийном выбросе взрывоопасных веществ, концентрации на расстоянии от места возрастают не мгновенно, дает возможность принять меры против возможных взрывов на соседних объектах.

Пожаробезопасность установки обеспечена рядом противопожарных мероприятий:

- все наружные площадки обеспечены осветительной аппаратурой;
- используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении;
- технологические трубопроводы проложены надземно на несгораемых опорах;
- электрооборудование технологических площадок выбрано с учетом категории и зоны взрывоопасности;
- выполнена молниезащита зданий и сооружений;
- выполнена защита оборудования и технологических трубопроводов от статического электричества;
- дыхание емкостного оборудования, резервуаров выполнено через дыхательные клапана с огнепреградителями;
- подземные емкости комплектуются насосными агрегатами с торцовыми уплотнениями;
- для предотвращения аварийного разлива площадки с емкостным оборудованием ограждены бордюрным камнем;
- для защиты оборудования от превышения давления на каждом аппарате, работающем под давлением, установлено два предохранительных клапана (рабочий и резервный);
- объем КИПиА позволяет полностью держать под контролем технологические процессы подготовки и откачки нефти, подготовки газа, сеноманской воды. Предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы;
- управление электродвигателями, регулирующими клапанами выполнено по месту и дистанционно со щита операторной, что дает возможность при необходимости быстро вмешаться в возникшую нештатную ситуацию;

- контроль наружных технологических площадок предусматривается периодически переносными газоанализаторами типа СГГ – 20;
- предусмотрен контроль загазованности, аварийная сигнализация при достижении концентрации газов 20% от НКПВ: в закрытых помещениях, оперативного узла учета нефти, блока учета газа, блоков дозирования реагентов, замерных установок автоматическими газоанализаторами ГС тов, замерных установок автоматическими газоанализаторами ГСМ-03. Газоанализаторы заблокированы с системами вентиляции для автоматического включения при концентрации газов 20% от НКПВ;
- на наружных технологических площадках УПН и по периметру обвалования резервуаров установлены ручные извещатели пожарной сигнализации. В закрытых помещениях насосной нефти, СИКН, блоков дозирования реагентов установлены извещатели пожарной сигнализации, поставляемые в комплекте с блоками;
- тепловая изоляция для оборудования и трубопроводов УПН выполнена из несгораемых материалов;
- ко всем технологическим сооружениям предусмотрены подъездные дороги.

Основные требования, которые предъявляются к системам пожарной защиты: быстрое обнаружение очага пожара. Далее необходимо пожар локализовать с последующим контролируемым выгоранием или тушением.

Средства пожаротушения рассмотрены в п.10.3. регламента ЦППН-5 Игольского месторождения.

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Согласно статье 224 ТК РФ работодатель обязан соблюдать ограничения на привлечение отдельных категорий работников к выполнению тяжелых работ, работ во вредных и (или) опасных условиях. Например, трудовое законодательство ограничивает использование труда женщин на работах в тяжелых, вредных или опасных условиях (ст. 253 ТК РФ). Молодые люди, не достигшие

18 лет, на вредные или опасные работы не допускаются. Об этом говорится в статье 265 ТК РФ.

У сотрудников, которые заняты на работах во вредных или опасных условиях, продолжительность рабочего времени сокращается на 4 часа в неделю. То есть она не должна превышать 36 часов в неделю (ч. 1 ст. 92 ТК РФ). При этом ежедневная рабочая смена при 36-часовой рабочей неделе не может превышать 8 часов, а при рабочей неделе 30 часов и менее — 6 часов (ч. 2 ст. 94 ТК РФ).

Заключение

Исследован технологический процесс подготовки нефти Игольского месторождения. В работе предлагается в существующую схему обезвоживания нефти добавить электродегидратор для стабилизации показателей остаточного содержания воды в нефти, а также, для снижения себестоимости конечного продукта. В связи с этим выбрана оптимальная конструкция аппарата для промышленных условий – электродегидратор 1ЭГ200-2Р, комбинированный, с двумя отдельными вводами нефти, предназначенный для разрушения нефтяных эмульсий – от самых легких до агрегативно устойчивых. Рассчитаны основные технические характеристики электродегидратора.

Внедрение в существующую схему электродегидратора позволит снизить расход деэмульгатора с 35 г/т до 10-15 г/т нефтяной эмульсии, за счёт чего экономится от 3 062 496 руб/год.

Согласно полученной производительности электродегидратора, можно сделать вывод о том, что можно увеличить объемом перерабатываемой нефти с 2 840 868 т/год до 3 828 120 т/год. Это позволит получить дополнительную прибыль в размере 49 765 560 руб/год.

В работе также рассмотрены вопросы социальной ответственности.

Список используемой литературы

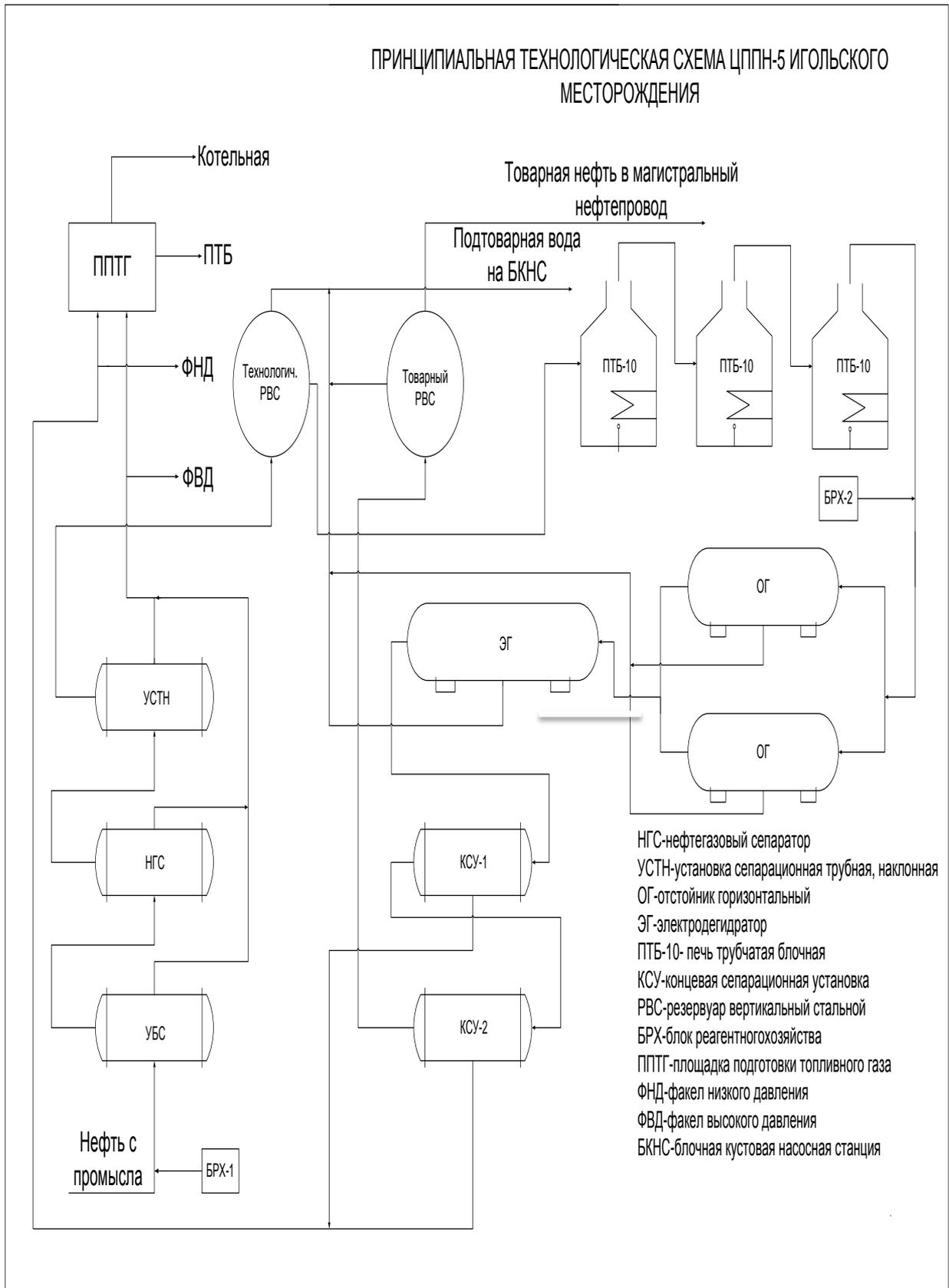
1. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
2. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
3. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
4. ГОСТ 12.3.002–75 ССБ. Процессы производственные. Общие требования безопасности
5. ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
6. Технологический регламент Установки подготовки нефти Игольско-Талового нефтяного месторождения ЦППН-5. № П5-02 ТР-0016 ЮЛ-098 Версия 3.00.
7. ТК РФ
8. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды к транспорту.-М.: Недра, 2009-42 с.
9. Тросов В.П. Промысловая подготовка нефти. М.: Фен, 2008. -400 с.
10. Саркасян О.В. Нефтепереработка и нефтехимия.-2011.- С.16-21.
11. Проскуряков В.А. Опыт подготовки к переработке нефти на промыслах // Нефтепереработка и нефтехимия.-2002.-№ 5.-С.24-25.
12. Павленко П.П., Влияние состава природных стабилизаторов эмульсии на процесс химического деэмульгирования. // Газовая промышленность.-2010.-№3.-С. 17.
13. Луговой Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. М.:, 2013.-124с.
14. Кузора И.Е. Совершенствование технологии подготовки нефти и оборудования блоков ЭЛОУ. // Нефтепереработка и нефтехимия.-2009.-№9 С.27.
15. Крец В.Г., Лукьянов В.Г. Нефтегазопромысловое оборудование. Томск: изд. ТПУ,2008.-184 с.
16. Каспорьянц К.С. Промысловая подготовка нефти и газа. М.: Недра, 2013-

376 с.

17. Технологический регламент ЦППН-2. 2015.-148 с.
18. Справочник нефтепереработчика / Г.А. Ластовкин, Е.Д. Радченко, М.Г. Рудин.-Л.: Химия, 2005.- 648 с.
19. Пинковский Я.И. Совершенствование конструкций горизонтальных электродегидраторов. // Химическая технология топлив и масел.-1981.- №6.- С. 52-55.
20. Павлов К.Ф., Романков П.Г., Носков А.А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии. - Л.: Химия, 1987.-576с.
21. Лащинский А.А. Конструирование сварных химических аппаратов.Справочник. Л.: Машиностроение, 2008.-382 с.
22. Лутошкин Г.С., Дунюшкин И.И. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах. М.: Недра, 2008.-135 с.
23. Бергштейн Н.В., Хуторянский Ф.М., Левченко Д.Н. Совершенствование процесса обессоливания нефти на ЭЛОУ НПЗ // Химическая технология топлив и масел.-2009.-№1.-С.11.
24. Ильенкова С.Д. Производственный менеджмент. М.: ЮНИТИ, 2011.-352 с.
25. Егоров В.И., Золотникова Л.Г. Экономика нефтеперерабатывающей промышленности. М.: Химия, 2010. -330с.
26. Гончарюк В.А., Егоров В.Н. и др. Охрана труда на нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводах. М.: Химия, 2007.- 196 с.

Приложение А

Технологическая схема ЦППН с внедрением электродегидратора



Приложение Б

Основные технические характеристики электродегидратора

Показатель Значение

1. Длина аппарата, м 22,91
2. Высота аппарата, м 3,4
3. Высота слоя эмульсии, м 1
4. Температура в аппарате, °С 50
5. Производительность аппарата, т/час 437
6. Скорость осаждения капель, м/с 0,00156
7. Время осаждения, с 2400
8. Обводненность сырья на входе, % 5
9. Обводненность сырья на выходе, % 0,6
10. Содержание хлор-солей на выходе, мг/л 89,27

Приложение Г Список сокращений

ЦППН – Центральный пункт подготовки и перекачки нефти

ПТБ – печи трубные блочные

ППД – поддержание пластового давления

ПАВ – поверхностные активные вещества

УПН – установка подготовки нефти

ОГ – отстойник горизонтальный

ЩСУ – щиты станции управления

АСУТП – автоматизированная система управления технологическим процессом

ЦНС – центробежный насос секционный

КИП – контрольно-измерительные приборы

РВС – резервуар вертикальный стальной

Приложение Д Нормы технологического режима

№	НАИМЕНОВАНИЕ СТАДИЙ ПРОЦЕССА, АППАРАТЫ, ПОКАЗАТЕЛИ РЕЖИМА	НОМЕР ПОЗИЦИИ ПРИБОРА НА СХЕМЕ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ДОПУСКАЕМЫЕ ПРЕДЕЛЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ	ТРЕБУЕМЫЙ КЛАСС ТОЧНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	Приемный коллектор вход на установку					
	Давление (вход в УБС, НГС)	PI 101	МПа	0,15 – 0,40	2,5	
	Давление (Крапивинский газопровод)	PI 138	МПа	0,15 – 0,40	2,5	
2	Первая ступень сепарации					
	УБС					
	Давление (газ демульсатор)	PI 105	МПа	0,15 – 0,40	2,5	
	Давление (в сосуде)	PICA 3301	МПа	0,15 – 0,40	1	
	Уровень	LICA 3113	мм	800 - 1200		
	Уровень	LI 3101	мм	800 - 1200		
	НГС					
	Давление (в сосуде)	PI 108	МПа	0,15 – 0,40	2,5	
	Давление (в сосуде)	PIA 3315	МПа	0,15 – 0,40	2,5	
	Уровень	LICA 3112	мм	900 - 1300		
	УСТН					
	Давление (нефть вход коллектор)	PI 109	МПа	0,15 – 0,40	2,5	
	Давление (нефть вход в УСТН)	PI 110	МПа	0,15 – 0,40	2,5	
	Давление (газ выход с УСТН)	PI 111	КПа	1 – 50	2,5	
	КСУ № 1					
	Давление (в сосуде)	PI 127	КПа	1 – 50	2,5	
	Давление (в сосуде)	PIA 3303	КПа	1 – 50	2,5	
	Уровень	LICA 3107	мм	800 - 1300		
	Отстойники ОГ-200 № 1, № 2					
	Давление (нефть вход в отстойники)	PI 150	МПа	0,1 – 0,4	2,5	
	Давление (в технологической емкости)	PI 151,152	МПа	0,1 – 0,4	2,5	
	Температура	TIA 3201 ОГ-200 № 1 TIA 3202 ОГ-200 № 2	°С	15 - 50	1	
	Уровень раздела фаз	LICA 3105 ОГ-200 № 1 LICA 3206 ОГ-200 № 2	см	180-200	1	
	Расход (вода из отстойников)	FIR 3401 ОГ-200 № 1 FIR 3402 ОГ-200 № 2	м ³ /час			
3	Вторая ступень сепарации КСУ № 1, № 2					

№	НАИМЕНОВАНИЕ СТАДИЙ ПРОЦЕССА, АППАРАТЫ, ПОКАЗАТЕЛИ РЕЖИМА	НОМЕР ПОЗИЦИИ ПРИБОРА НА СХЕМЕ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ДОПУСКАЕМЫЕ ПРЕДЕЛЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ	ТРЕБУЕМЫЙ КЛАСС ТОЧНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ	ПРИМЕЧАНИЕ
	Давление (в технологической емкости)	PI 127 КСУ № 1 PI 131 КСУ № 2	КПа	1 – 50	2,5	
	Давление (в технологической емкости)	PIA 3303 КСУ № 1 PIA 3304 КСУ № 2	КПа	1 – 50	1	
	Уровень	LICA 3107 КСУ № 1 LICA3109 КСУ № 2	мм	800 - 1300		
4	Подготовка газа					
	Газовый сепаратор ГС					
	Давление (в технологической емкости)	PI 113	МПа	0,15 – 0,40	2,5	
	Давление (в технологической емкости)	PICA 3301	МПа	0,15 – 0,40	2,5	
	Вертикальный газовый сепаратор ВГС 1					
	Давление (вход)	PI 406	МПа	0,15 – 0,40	2,5	
	Вертикальный газовый сепаратор ВГС 2					
	Давление (вход)	PI 405	МПа	0,15 – 0,40	2,5	
	Газопровод подачи газа потребителям					
	Давление	PI 407	МПа	0,15 – 0,40	2,5	
	Газопровод на котельную					
	Давление	PI 401	МПа	0,15 – 0,40	2,5	
	Газопровод на ГТЭС					
	Давление	PI 610	МПа	0,15 – 0,40	2,5	
	СИКГ на продувку факельных коллекторов					
	Давление	PI 403	МПа	0,15 – 0,40	2,5	
	Давление	PIRA 3309	МПа	0,15 – 0,40	2,5	
	Температура	TIRA 3208	°С	5-25	1%	
	Расход	FIRA 3405	нм3/час	240	1%	
	СИКГ «Газ на ЦТВС»					
	Давление	PI 404	МПа	0,15 – 0,40	2,5	
	Давление	PIRA 3310	МПа	0,15 – 0,40	2,5	
	Температура	TIRA 3209	°С	5-25	1%	
	Расход	FIRA 3406	нм3/час	540	1%	
	СИКГ «Газ на ЦТВС»					
	Давление	PI 401	МПа	0,15 – 0,40	2,5	
	Давление	PIRA 3313	МПа	0,15 – 0,40	2,5	
	Температура	TIRA 3210	°С	5-25	1%	
	Расход	FIRA 3407	нм3/час	10-100	1%	
	СИКГ « Газ ОАО Восток -Газпромнефть»					
	Давление	PI 402	МПа	0,15 – 0,40	2,5	
	Давление	PIRA 3314	МПа	0,15 – 0,40	2,5	
	Температура	TIRA 3212	°С	5-25	1%	
	Расход	FIRA 3408	нм3/час	20-250	1%	
	СИКГ « Объединенный поток на ГТЭС» Линия 1					
	Давление	PI 408	МПа	0,15 – 0,40	2,5	
	Давление	PIRA 3316	МПа	0,15 – 0,40	2,5	
	Температура	TIRA 3215	°С	5-30	1%	
	Температура	TI 3216	°С	5-30	1%	

№	НАИМЕНОВАНИЕ СТАДИЙ ПРОЦЕССА, АППАРАТЫ, ПОКАЗАТЕЛИ РЕЖИМА	НОМЕР ПОЗИЦИИ ПРИБОРА НА СХЕМЕ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ДОПУСКАЕМЫЕ ПРЕДЕЛЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ	ТРЕБУЕМЫЙ КЛАСС ТОЧНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ	ПРИМЕЧАНИЕ
	Расход	FIRA 3410	нм ³ /час	1458-1017	1%	
СИКГ «Объединенный поток на ГТЭС» Линия 2						
	Давление	PI 409	МПа	0,15 – 0,40	2,5	
	Давление	PIRA 3317	МПа	0,15 – 0,40	2,5	
	Температура	TIRA 3217	°С	5-30	1%	
	Температура	TI 3218	°С	5-30	1%	
	Расход	FIRA 3411	нм ³ /час	1458-1017	1%	
5	Теплообменник РПТО					
	Перепад давления Фильтр Ф-1 (вход нефти в теплообменник)	PDI 161	КПа	5 – 100	1,0	местн.
	Давление (вход нефти в теплообменник)	PI 62/ PIR 8302	МПа	0,15 – 0,40	1,0/ 0,1	местн. /дист.
	Температура (вход нефти в теплообменник)	TI 8202/ TIR 8202	°С	не ниже плюс 7	1,0/ 0,25	местн. /дист.
	Давление (выход нефти из теплообменника)	PI 160/ PIRA 8301	МПа	0,15 – 0,4	1,0/0,1	местн. /дист.
	Температура (выход нефти из теплообменника)	TI 8201/ TIRCA 8201	°С	не более плюс 45	1,0/ 0,25	местн. /дист.
	Расход воды	FIR 8401	м ³ /ч	47 – 119	1,0	дист.
	Перепад давления Фильтр Ф-2 (вход теплофикационной воды в теплообменник)	PDI 166	КПа	5 – 100	1,0	местн.
	Давление (вход теплофикационной воды в теплообменник)	PI 163, PI 164, PI 165	МПа	0,43 – 0,54	1,0	местн.
	Температура (вход теплофикационной воды в теплообменник)	TI 8203/ TIR 8203	°С	не более плюс 110	1,0/ 0,25	местн. /дист.
	Давление (подача теплоспутника)	PI 171	МПа	0,43 – 0,54	1,0	местн.
	Температура (подача теплоспутника)	TI 8205	°С	не более плюс 110	1,0	местн.
	Расход воды	FIR 8402	м ³ /час	47 – 119	1,0	дист.
	Перепад давления Фильтр Ф-3 (выход теплофикационной воды из теплообменника)	PDI 170	КПа	5 – 100	1,0	местн.
	Давление (вход теплофикационной воды в теплообменник)	PI 167, PI 168, PI 169	МПа	0,21 – 0,35	1,0	местн.
	Температура	TI 8204/	°С	не более	1,0/	местн.

№	НАИМЕНОВАНИЕ СТАДИЙ ПРОЦЕССА, АППАРАТЫ, ПОКАЗАТЕЛИ РЕЖИМА	НОМЕР ПОЗИЦИИ ПРИБОРА НА СХЕМЕ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ДОПУСКАЕМЫЕ ПРЕДЕЛЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ	ТРЕБУЕМЫЙ КЛАСС ТОЧНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ	ПРИМЕЧАНИЕ
	(вход теплофикационной воды в теплообменник)	TIR 8204		плюс 70	0,25	/дист.
	Давление (обратка теплоспутника)	PI 172	МПа	0,21 – 0,35	1,0	местн.
	Температура (обратка теплоспутника)	TI 8206	°С	не более плюс 70	1,0	местн.
6	<i>Печи нагрева ПТБ-10 № 1, № 2</i>					
	Давление (вход в теплообменную камеру)	PI № 117 ПТБ-10 №1 №120 ПТБ-10 №2	МПа	0,2 – 0,7	2,5	
	Давление (выход из теплообменной камеры)	PI № 118 ПТБ-10 №1 № 121 ПТБ-10 №2	МПа	0,17 – 0,5	2,5	
	Давление (выход из теплообменной камеры)	PISA № 1301 ПТБ-10 № 1 № 1302 ПТБ-10 № 2	МПа	0,12-0,35	2,5	
	Давление (ГРП до фильтра)	PI № 410 ГРП № 1 № 419 ГРП № 2	МПа	0,1 – 0,35	2,5	
	Давление (после регулятора)	PI № 411 ГРП № 1 № 421 ГРП № 2	КПа	5 – 50	2,5	
	Давление (после регулятора)	PIRSA № 1304 ГРП № 1 № 1305 ГРП № 2	КПа	5 – 50	2,5	
	Давление (перед камерами сгорания)	PI № 415, 416,417,418 ГРП № 1 № 425,426,427,428 ГРП № 2	КПа	1 -15	2,5	
	Давление (воздух на отсечной клапан)	PI № 413 ГРП № 1 № 424 ГРП № 2	КПа	20- 240	2,5	
	Давление (воздух на отсечной клапан)	PISA № 1307 ГРП № 1 № 1308 ГРП № 2 № 1309 ГРП № 3	КПа	20- 240	2,5	
	Расход (выход нефти)	FIRSA № 1401 ПТБ № 1 № 1402 ПТБ № 2	% (м ³ /час)	Не менее 40 (160)	1	
	Температура (нефть на выходе)	TIRSA № 1201 ПТБ № 1 № 1202 ПТБ № 2	°С	65	0,5	
	Температура (уходящие дымовые газы)	TIRSA № 1204 ПТБ № 1 № 1205 ПТБ № 2	°С	650	0,5	
	Загазованность (помещение ГРП)	QISA № 1501 ГРП № 1 № 1502 ГРП № 2	% НКПР	1-й порог 20% 2-й порог 40%		
7	<i>Насосная внутренней перекачки</i>					
	Перепад давления (вход в насосную фильтр)	PI № 211 Н 3/1 № 212 Н 3/2	КПа	0 - 10	2,5	

№	НАИМЕНОВАНИЕ СТАДИЙ ПРОЦЕССА, АППАРАТЫ, ПОКАЗАТЕЛИ РЕЖИМА	НОМЕР ПОЗИЦИИ ПРИБОРА НА СХЕМЕ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ДОПУСКАЕМЫЕ ПРЕДЕЛЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ	ТРЕБУЕМЫЙ КЛАСС ТОЧНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ	ПРИМЕЧАНИЕ
	Давление (вход на насосные агрегаты)	PISA № 2307 Н 3/1 № 2309 Н 3/2	КПа	50 – 90	2,5	
	Давление (выкид с насосных агрегатов)	PISA № 2308 Н 3/1 № 2310 Н 3/2	МПа	0,6 – 0,12	2,5	
	Давление (трубопровод выхода из насосной)	PIA 2312	МПа	0,6 – 0,8	1	
	Температура (подшипники насоса)	TIRA № 2225/2226 Н 3/1 № 2229/2230 Н 3/2	°С	Не более 70	0,5%	
	Температура (подшипники электродвигателя)	TIRA № 2223/2224 Н 3/1 № 2229/2230 Н 3/2	°С	Не более 70	0,5	
	Загазованность (помещение насосной)	QISA 2502	% НКПР	1-й порог 20% 2-й порог 40%		
8	Резервуарный парк					
	Резервуары подтоварной воды №1, № 2					
	Уровень (общий в резервуаре)	LTY 5103 PBC № 1 LTY 5106 PBC № 2 TRL/2	см	1040		
	Уровень (аварийный)	LA 5101PBC № 1 LA 5104 PBC № 2 TRL/2	см	1050		
	Уровень (раздела фаз)	LE 5102 PBC № 1 LE 5105PBC № 2 TRL/2	см	0 - 1040		
	Температура	TIA 5201 PBC № 1 TIA 5202 PBC № 2 TRL/2	°С	5 - 27		
	Избыточное давление в газовом пространстве резервуара	PT 5309 PBC № 1 PT 5310 PBC № 2 TRL/2	кПа	10- 200		
	Гидростатическое давление	PDT 5306 PBC № 1 PDT 5302 PBC № 2 TRL/2	кПа	10 - 80		
	Сырьевые резервуары №3, № 5 (нефть)					
	Общий уровень в резервуаре	LTY 5109 PBC № 3 LTY 5115 PBC № 5 TRL/2	см	1040		
	(аварийный уровень)	LA 5107 PBC № 3 LA 5113 PBC № 5 TRL/2	см	1050		
	Уровень раздела фаз	LE 5108 PBC № 3 LE 5114 PBC № 5 TRL/2	см	0- 300		
	Температура	TIA 5203 PBC № 3 TIA 5205 PBC № 5	°С	5- 27		
	Избыточное давление в газовом пространстве	PT 5311 PBC № 3 PT 5313 PBC № 5 TRL/2		10-200		
	Гидростатическое давление	PT 5303 PBC № 3 PT 5305 PBC №5 TRL/2	кПа	10 - 90		
	Резервуар № 4, № 6, № 7, № 8 (нефть)					

№	НАИМЕНОВАНИЕ СТАДИЙ ПРОЦЕССА, АППАРАТЫ, ПОКАЗАТЕЛИ РЕЖИМА	НОМЕР ПОЗИЦИИ ПРИБОРА НА СХЕМЕ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ДОПУСКАЕМЫЕ ПРЕДЕЛЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ	ТРЕБУЕМЫЙ КЛАСС ТОЧНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ	ПРИМЕЧАНИЕ
	Общий уровень в резервуаре	LTY 5112 PBC № 4 LTY 5118 PBC № 6 LTY 5121 PBC № 7 LTY 5124 PBC № 8 TRL/2	см	1040		
	(аварийный уровень)	LA 5110 PBC № 4 LA 5116 PBC № 6 LA 5119 PBC № 7 LA 5122 PBC № 8 TRL/2	см	1050		
	Уровень раздела фаз	LE 5111 PBC № 4 LE 5114 PBC № 6 LE 5120 PBC № 7 LE 5123 PBC № 8 TRL/2	см	0- 300		Технологический
			см	0		Товарный
	Температура	TIA 5204 PBC № 4 TIA 5206 PBC № 6 TIA 5207 PBC № 7 TIA 5208 PBC № 8 TRL/2	°C	5 - 27		
	Избыточное давление в газовом пространстве	PT 5312 PBC № 4 PT 5314 PBC № 6 PT 5315 PBC № 7 PT 5316 PBC № 8 TRL/2	кПа	10-200		
	Гидростатическое давление	PT 5304 PBC № 4 PT 5306 PBC № 6 PT 5305 PBC № 7 PT 5308 PBC № 8 TRL/2	кПа	10 - 90		
9	Насосная внешней перекачки					
	Перепад давления на фильтре	PDI № 4308	кПа	0 –25	2,5	
		PDIA 4307	кПа	10 – 100	1	
	Давление Нефть (вход на насосные агрегаты № 4/1,4/2, 4/3)	PISA 2306 PISA 2304 PISA 2302	кПа	50 - 100	2,5	
		PIA 2322 PIA 2320 PIA 2318	кПа	50 - 100	1	
		PISA 2305 PISA 2303 PISA 2301	МПа	0,6 – 4,2	2,5	
	Давление Нефть (выход с насосных агрегатов № 4/1,4/2, 4/3)	PIA 2321 PIA 2319 PIA 2317	МПа	0,6 – 4,2	1	
		PIA 4302	МПа	0,6 – 4,19	2,5	
		PI 218	МПа	0,6 – 4,2	2,5	
	Давление Нефть (коллектор на выходе из насосной)	PIRSA 2307	МПа	0,6 – 4,2	1	
		Температура Подшип-	поз. 4/1	°C	Не более 70	0,5%

№	НАИМЕНОВАНИЕ СТАДИЙ ПРОЦЕССА, АППАРАТЫ, ПОКАЗАТЕЛИ РЕЖИМА	НОМЕР ПОЗИЦИИ ПРИБОРА НА СХЕМЕ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ДОПУСКАЕМЫЕ ПРЕДЕЛЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ	ТРЕБУЕМЫЙ КЛАСС ТОЧНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ	ПРИМЕЧАНИЕ
	ники насосов (переднего, заднего)	TIRA 2217/2220 поз. 4/2 TIRA 2210/2213 поз. 4/3 TIRA 2203/2206				
	Температура Подшипники электродвигателей насосных агрегатов (переднего, заднего)	поз. 4/1 TIRA 2215/2216 поз. 4/2 TIRA 2208/2209 поз.4/3 TIRA 2202/2201	°С	Не более 70	0,5%	
	Температура Сальник корпуса (переднего, заднего)	поз. 4/1 TIRA 2218/2219 поз. 4/2 TIRA 2211/2212 поз. 4/3 TIRA 2204/2205	°С	Не более 70	0,5%	
	Температура Насосный агрегат (разгрузочное устройство)	Поз. 4/1 TIRA 2221 Поз. 4/2 TIRA 2214 Поз. 4/3 TIRA 2207	°С	Не более 70	0,5 %	
	Температура Помещение насосной	TIA 2222	°С	5 - 20	0,5 %	
	Значение частоты Площадка трансформаторов	Асинхронный транзисторный электропривод ТРИОЛ АТ03 630	Гц	10-50		
	Загазованность (Помещение насосной внешней перекачки нефти)	QSA 2501,2504,2505	% НКПР	1-й порог 20% 2-й порог 40%		
10	Площадка регуляторов					
	Давление (Коллектор на выходе с регуляторов)	PI 518	МПа	0,6 – 4,2		
		PT 8310	МПа	0,6 – 4,2		
11	Узел учета нефти					
	Давление Блок фильтров	PI № 501, 502,503,504	МПа	до 4,20 < 0,1 МПа (перепад давления)	0,6 Предел допускаемой погрешности ±0,25 %	
	Давление Блок контроля качества	PI 506	МПа	До 4,20	0,6 Предел допускаемой погрешности ±0,25 %	
		PT 8306	МПа	До 4,20	Предел допускаемой погрешности ± 0,2%	
	Давление Измерительные линии	PI № 506, 507,508,509,514	МПа	До 4,20	0,6 Предел допускаемой погрешности ±0,25 %	
	Давление Трубопровод «Выход с СИКН – узел врезки в магистральный нефтепровод»	PI № 515	МПа	до 4,19	0,6 Предел допускаемой погрешности ±0,25 %	
	Давление ТПУ	PI 511,512	МПа	до 4,20	0,6	

№	НАИМЕНОВАНИЕ СТАДИЙ ПРОЦЕССА, АППАРАТЫ, ПОКАЗАТЕЛИ РЕЖИМА	НОМЕР ПОЗИЦИИ ПРИБОРА НА СХЕМЕ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ДОПУСКАЕМЫЕ ПРЕДЕЛЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ	ТРЕБУЕМЫЙ КЛАСС ТОЧНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ	ПРИМЕЧАНИЕ
					Предел допускаемой погрешности $\pm 0,25\%$	
	Температура Измерительные линии	Термометр образцовый, типа ТЛ 4, шкала 0 – 55, цена деления 0,1	$^{\circ}\text{C}$	до 30,0	Предел допускаемой погрешности $\pm 0,2\%$	
		№ 1 (TIRA 8201) № 2 (TIRA 8202) № 3 (TIRA 8203) № 4 (TIRA 8204) Контрольная (TIRA 8205)	$^{\circ}\text{C}$	до 30,0	Предел допускаемой погрешности $\pm 0,2\%$	
	Температура Блок контроля качества	Термометр образцовый типа ТЛ 4, шкала 0 – 55, цена деления 0,1	$^{\circ}\text{C}$	до 30,0	Предел допускаемой погрешности $\pm 0,2\%$	
		TIRA 8206	$^{\circ}\text{C}$	до 30,0	Предел допускаемой погрешности $\pm 0,2\%$	
	Расход Блок контроля качества	FIRA 8406	$\text{м}^3/\text{час}$	2,2-22,0	Предел доп. погреш. $\pm 0,5\%$	
	Расход Измерительные линии	№ 1 (FIRA 8401) № 2 (FIRA 8402) № 3 (FIRA 8403) № 4 (FIRA 8404) № 5 (FIRA 8405)	$\text{м}^3/\text{час}$	60 – 150 60 – 150 60 – 150 60 – 150 60 – 150	Предел доп. погреш. $\pm 0,15\%$	
	Загазованность Блок контроля качества	QISA 8501	% НКПР	1-й порог 20% 2-й порог 40%		
	Загазованность УУН	QISA 8502	% НКПР	1-й порог 20% 2-й порог 40%		
12	Факельная система					
	СИКГ Факельный коллектор высокого давления					
	Давление	PIRA 3312;	МПа	50 – 150	0,5%	
	Расход	FIRA 3404;	$\text{нм}^3/\text{час}$	0 - 5000	1%	
	Температура	TIRA 3207;	$^{\circ}\text{C}$	5-25	0,5%	
	СИКГ Факельный коллектор низкого давления					
	Давление	PIRA 3311;	КПа	До 5	0,5%	
	Расход	FIRA 3403;	$\text{нм}^3/\text{час}$	100 - 500	1%	
	Температура	TIRA 3206;	$^{\circ}\text{C}$	5-25	0,5%	
	Вертикальный сепаратор ГС-1					
	Давление	PI 320	МПа	0,2 – 0,25	2,5	
	Уровень	LIA 4116	мм	ВРУ 900 мм АВУ 1000мм	10 мм	
	Температура	TIRA 3203	$^{\circ}\text{C}$	Не менее 5°C	0,5%	
	Емкости для сбора конденсата ЕП 7/1, ЕП 7/2					
	Уровень	LA 4124 ЕП 7/1 LA 4122 ЕП 7/2	мм	ВРУ 1700 АВУ 1800	10 мм	
	Давление	PISA 3308 ЕП 7/1; PISA 3306 ЕП 7/2	МПа	0,5	2,5	
	Давление	PISA 3307 ЕП 7/1;	МПа	0,5	2,5	

№	НАИМЕНОВАНИЕ СТАДИЙ ПРОЦЕССА, АППАРАТЫ, ПОКАЗАТЕЛИ РЕЖИМА	НОМЕР ПОЗИЦИИ ПРИБОРА НА СХЕМЕ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ДОПУСКАЕМЫЕ ПРЕДЕЛЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ	ТРЕБУЕМЫЙ КЛАСС ТОЧНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ	ПРИМЕЧАНИЕ
		PISA 3305 ЕП 7/2				
13	<i>Дренажные емкости</i>					
	Давление ЕП № 8/1	PI 303	МПа	0,5	2,5	
	Давление ЕП № 7	PI 306	МПа	0,5	2,5	
	Давление ЕП № 8	PI 307	МПа	0,5	2,5	
	Давление ЕП № 9	PI 309	МПа	0,5	2,5	
	Давление ЕП № 10	PI 310	МПа	0,5	2,5	
	Давление ЕП № 4/1	PI 311	МПа	0,5	2,5	
	Давление ЕП № 4/2	PI 312	МПа	0,5	2,5	
	Давление ЕП № 4/3	PI 313	МПа	0,5	2,5	
	Давление ЕП № 4/4	PI 314	МПа	0,5	2,5	
	Давление ЕП № 11 (дренажная емкость СИКН) откачка на вход насосов внутренней перекачки	PI 318	МПа	0,5	2,5	
	Давление ЕП № 12 (промливневые стоки СИКН)	PI 317	МПа	0,5	2,5	
	Давление ЕП № 14 (насосная подтоварной воды откачка в линию внутренней перекачки)	PI 319	МПа	0,5	2,5	
	Уровень ЕПП 4/1,4/2,4/3,4/4 (отстойники)	LISA 4117 LISA 4118 LISA 4119 LISA 4120	см	НРУ 105 ВРУ 210 АВУ 2,4	1%	
	Уровень ЕПП № 8/1	LA 4103	см	НРУ 100 ВРУ 210 ВАУ 240	2,5	
	Уровень ЕПП № 8	LA 4108	см	ВАУ 240	10мм	
	Уровень ЕПП №12	LISA 4112	см	ВУ 188 НУ 77,5	10мм	
	Уровень ЕПП №11	LISA 4111	см	ВУ 188 НУ 77,5	10мм	
	Уровень ЕПП № 7	LSA 4107	см	НРУ 100 ВРУ 210 АВУ 240	10мм	
	Уровень ЕПП № 9	LSA 4109	см	НРУ 100 ВРУ 210 АВУ 240	10мм	
	Уровень ЕПП № 14	LSA 4114	см	НРУ 100 ВРУ 210 АВУ 240	10мм	
	Дренажная емкость ЕА-1 (выкидной коллектор насосной внешней перекачки)					
	Давление	PISA 4301	МПа	0,5	2,5	
	Уровень	LISA 4113	см	АВУ 2,4	10мм	
	Температура нефти в емкости	TSA 4201	°С	Не менее 5 ⁰ С	0,5%	
	Температура подшипников насоса	TIA 4202	°С	70 ⁰ С	0,5%	
14	<i>Блок реагентного хозяйства</i>					
	<i>БДР № 1 (метанол)</i>					
	Уровень	LI 7101	мм	ВУ 1700	1	

№	НАИМЕНОВАНИЕ СТАДИЙ ПРОЦЕССА, АППАРАТЫ, ПОКАЗАТЕЛИ РЕЖИМА	НОМЕР ПОЗИЦИИ ПРИБОРА НА СХЕМЕ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ДОПУСКАЕМЫЕ ПРЕДЕЛЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ	ТРЕБУЕМЫЙ КЛАСС ТОЧНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ	ПРИМЕЧАНИЕ
	Емкость технологическая. Реагент	LSA 7104		НУ 120		
	Давление Трубопровод закачки реагента после дозирочного насоса	PISA 7301	МПа	0,2 – 1,0	2,5	
	Температура Емкость технологическая. Реагент	TISA 7204	°С	до 60	1,5	
	Температура Помещение БДР	TISA 7206	°С	до 60	1,5	
	Загазованность Помещение БДР	QSA 7501 QSA 7502	% НКПР	1-й порог 20% 2-й порог 40%		
БДР № 2 (демульгатор)						
	Уровень Емкость технологическая. Реагент	LI 7102 LSA 7105	мм	БУ 1500 НУ 240	1	
	Давление Трубопровод закачки реагента после дозирочного насоса	PISA 7307 (НД 1) PISA 7308 (НД 2)	КПа	50– 400	2,5	
	Температура Емкость технологическая. Реагент	TI 7205 TISA 7203	°С	до 60	1,5	
	Температура Помещение БДР	TISA 7207	°С	до 60	1,5	
	Загазованность Помещение БДР	QSA 7508	% НКПР	1-й порог 20% 2-й порог 40%		
БРХ № 3 (демульгатор)						
	Уровень Емкость технологическая. Реагент	LI 7103	мм	БУ 1500 НУ 240	1	
	Давление Трубопровод закачки реагента после дозирочного насоса	PISA 7303	МПа	0,4 – 1,2	2,5	
	Температура Емкость технологическая. Реагент	TISA 7203	°С	до 60	1,5	
15	Утиновка азототушения					
	Давление Коллектор на выходе из компрессора Воздух	PI № 601	МПа	0,5 – 0,6	2,5	
	Давление Воздух Воздухосборник	PIA 6301	МПа	0,45 – 0,5	2,5	
	Давление Азот Ресиверы товарного азота	PI № 607,608 PIA 6302,6303	МПа	0,45 – 0,5	2,5	
	Давление Трубопровод подачи азота в печь ПТБ-10	PI № 609	МПа	0,45 – 0,5	2,5	
	Давление Воздух Фильтр грубой очист-	PI № 603, № 604	КПа	Не более 30	2,5	

№	НАИМЕНОВАНИЕ СТАДИЙ ПРОЦЕССА, АППАРАТЫ, ПОКАЗАТЕЛИ РЕЖИМА	НОМЕР ПОЗИЦИИ ПРИБОРА НА СХЕМЕ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ДОПУСКАЕМЫЕ ПРЕДЕЛЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ	ТРЕБУЕМЫЙ КЛАСС ТОЧНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ	ПРИМЕЧАНИЕ
	ки					
	Давление Установка АПТМ6-95 М Воздух, азот	PI № 605,606	КПа	до 40 (больше 40 нарушение мембранного блока)	2,5	
	Концентрация кислорода в воздухе, поступающем на установку Воздух. Состав	Газоанализатор МИК –М	% об	20,4 – 21,3		
	Концентрация кислорода в товарном азоте Азот. Состав	Газоанализатор МИК –М	% об	4 – 5		
16	Насосная подтоварной воды					
	Давление Вход на насосные агрегаты (до и после фильтра) №5/1,5/2 (эмульсия на подготовку)	Агр. № 5/1 PI № 705,706 Агр. № 5/2 PI № 708,709	КПа	40-120	2,5	
	№5/3, 5/4 (подтоварная вода на БКНС)	Агр №5/3 PI № 711,712 Агр № 5/4 PI № 714,715	КПа	40-120	2,5	
	Давление Выкид с насосных Агрегатов Агр № 5/1 Агр № 5/3	PISA 2313 PISA 2315	МПа	0,4 – 0,8	2,5	
	Давление Выкид с насосного Агрегата Агр № 5/2	PISA 2314	МПа	0,33 – 0,42	2,5	
	Давление Выкид с насосного Агрегата Агр № 5/4	PISA 2316	МПа	0,46 – 0,52	2,5	
	Давление Коллектор подтоварной воды	PI №717	МПа	0,14	2,5	
	Расход Выкидной трубопровод подтоварной воды на БКНС	FIR 2401	м ³ /час	10 - 190		
	Температура Подшипники насосных агрегатов № 5/1,5/2	TIRSA 2231/2232 TIRSA 2233/2234	°C	Не более 75		
	Температура Подшипники насосных агрегатов № 5/3,5/4	TIRSA 2235/2236 TIRSA 2237/2238	°C	Не более 75		
	Загазованность Помещение насосной подтоварной воды	QISA 2503, 2508, 2509, 2510	% НКПР	1-й порог 20% 2-й порог 40%		

Приложение Е Аналитический контроль технологического процесса

№	НАИМЕНОВАНИЕ СТАДИЙ ПРОЦЕССА, АНАЛИЗИРУЕМЫЙ ПРОДУКТ	МЕСТО ОТБОРА ПРОБЫ (МЕСТО УСТАНОВКИ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ)	КОНТРОЛИРУЕМЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ	МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ (МЕТОДИКА АНАЛИЗА, ГОСТ, ОТРАСЛЕВОЙ СТАНДАРТ)	НОРМА	ЧАСТОТА КОНТРОЛЯ	
1	Сырая нефть Игольско-Талового	После УБС, НГС	Содержание воды	ГОСТ 2477-65	Не нормируется	1, 10, 20 числа месяца	
2	Обезвоженная нефть	Коллектор на выходе из отстойника	Содержание воды	ГОСТ 2477-65		1 раз в смену	
3	Обезвоженная нефть	Технологический резервуар по-слойно	Содержание воды	ГОСТ 2477-65		По мере необходимости	
4	Товарная нефть (при работе по резервной схеме сдачи нефти)	Каждый резервуар ручной пробоотборник	Определение плотности	ГОСТ 3900-85	830-850 кг/м ³ при 20 ⁰ С	Каждый РВС	
			Содержание воды	ГОСТ 2477-65	0,5 %	Каждый РВС	
			Содержание хлор солей	ГОСТ 21534-76	100 мг/м ³	Каждый РВС	
			Содержание серы	ГОСТ 1437 - 75		1 раз в смену	
			Определение давления насыщенных паров	ГОСТ 1756 – 2000	66,7 кПа	1 раз в 10 дней	
			Содержание мех. примесей	ГОСТ 6370 -83	0,05 %	1 раз в 10 дней	
				Кинематическая вязкость	ГОСТ 33- 82		1 раз в 10 дней
				Определение парафина	ГОСТ 11851-85	Не более 6%	1 раз в месяц
				Определение фракционного состава	ГОСТ 2177-99		1 раз в месяц
				Определение сероводорода, метил и этил меркаптанов	ГОСТ Р 51069-97	20млн ⁻¹ 40млн ⁻¹	1 раз в месяц
		Определение хлорорганических соединений	ГОСТ Р-52247-2004		1 раз в месяц		
5	Товарная нефть (при работе по основной схеме через СИКН-515)	БКК (блок контроля качества) Пробоотборник автоматический Стандарт А-50 Пробоотборник ручной Стандарт Р-50	Определение плотности	ГОСТ 3900-85	830-850 кг/м ³ при 20 ⁰ С	Каждые два часа по показаниям преобразователя плотности FD –960	
			Содержание воды	ГОСТ 2477-65	0,5 %	Один раз в смену.	
		Автоматический пробоотборник «Стандарт –	Содержание хлор солей	ГОСТ 21534-76	100 мг/м ³	Один раз в смену.	

№	НАИМЕНОВАНИЕ СТАДИЙ ПРОЦЕССА, АНАЛИЗИРУЕМЫЙ ПРОДУКТ	МЕСТО ОТБОРА ПРОБЫ (МЕСТО УСТАНОВКИ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ)	КОНТРОЛИРУЕМЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ	МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ (МЕТОДИКА АНАЛИЗА, ГОСТ, ОТРАСЛЕВОЙ СТАНДАРТА)	НОРМА	ЧАСТОТА КОНТРОЛЯ
		А-50» (при отказе автом. пробоотборника ручной пробоотборник «Стандарт-Р-50	Механические примеси	ГОСТ6370-83	0,05 %	Один раз в 10 дней Объединенная проба
			Содержание серы	ГОСТ 1437-75		Один раз в смену Разовый отбор
			Определение давления насыщенных паров			Один раз в смену
			Кинематическая вязкость	ГОСТ 33-82		Один раз в 10 дней Объединенная проба
			Определение парафина	ГОСТ 11851-85	Не более 6%	Один раз в 10 дней Разовый отбор
			Определение фракционного состава	ГОСТ 2177-99		Один раз в 10 дней Разовый отбор
			Определение сероводорода, метил- и этилмеркаптана	ГОСТ Р 51069-97	20млн ⁻¹ 40млн ⁻¹	Один раз в 10 дней Разовый отбор
			Определение хлорорганических соединений	ГОСТ Р-52247-2004		Один раз в 10 дней Разовый отбор
6	Подтоварная вода	Трубопровод подтоварной воды	Массовая концентрация нефти, мг/дм ³	МВИ № 02 – 24/Х1 – МВИ – 7-2012	Не более 50	1 раз в сутки
			Механические примеси, мг/дм ³	МВИ № 02 – 24/Х1 – МИ – 6-2011	Не более 50	1, 10, 20 числа месяца
7	Объединенная проба нефти	РВС №1,2,3,4.5,6,7, 8.	Определение плотности Содержание воды Содержание хлористых солей Содержание мех-примесей			1 раз в месяц (с 20 по 22 число)
8	Контроль теплофикационной воды, анализируемые компоненты: нефть	В зоне В-1г на площадке теплообменника, на обратном трубопроводе (Т2) до расходомера	Концентрация содержания нефти в теплофикационной воде	Сигнализатором содержания нефти в воде	0-25	Постоянно
9	Контроль воздушной среды, анализируемые компоненты: метан, этан, пропан, бутан и их смеси	Технологические площадки, помещения	Загазованность: 20 %, 40 % от НКПР	Стационарным сигнализатором загазованности	менее 5 % от НКПР	Постоянно

