

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

---

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

| Тема работы                                                                                  |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|
| Технологии эксплуатации блока измерения качества товарной нефти прямо-сдаточного пункта----- |

УДК 622.276:665.61-021.465(571.51)

Студент

| Группа | ФИО        | Подпись | Дата           |
|--------|------------|---------|----------------|
| 3-2Б14 | Янова Л.К. |         | 19.05.2016 г.. |

Руководитель

| Должность                                                                                               | ФИО            | Ученая степень, звание | Подпись | Дата           |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|------------------------|---------|----------------|
| Ведущий инженер по диагностике производственного отдела по эксплуатации МГ ООО «Газпром трансгаз Томск» | Герасимов А.В. | к.т.н                  |         | 19.05.2016 г.. |

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО              | Ученая степень, звание | Подпись | Дата          |
|-----------|------------------|------------------------|---------|---------------|
| доцент    | Белозерцева О.В. | к.э.н, доцент          |         | 04.05.2016 г. |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО         | Ученая степень, звание | Подпись | Дата          |
|-----------|-------------|------------------------|---------|---------------|
| доцент    | Гуляев М.В. | доцент                 |         | 16.04.2016 г. |

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

| Зав. кафедрой | ФИО            | Ученая степень, звание | Подпись | Дата          |
|---------------|----------------|------------------------|---------|---------------|
| ТХНГ          | Рудаченко А.В. | к.т.н, доцент          |         | 19.05.2016 г. |

Томск – 2016

### Планируемые результаты обучения по ОПП

| Код результата                                                                            | Результат обучения<br>(выпускник должен быть готов)                                                                                                                                            | Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон                                          |
|-------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------|
| В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями |                                                                                                                                                                                                |                                                                                                   |
| P1                                                                                        | Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности                                      | Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8), (ЕАС-4.2a), (АВЕТ-3А).             |
| P2                                                                                        | Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда | Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9), ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.                            |
| P3                                                                                        | Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности                                                                          | Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9 (АВЕТ3i)), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23. |
| P4                                                                                        | Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий                                                                    | Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6), (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)).             |
| В области производственно-технологической деятельности                                    |                                                                                                                                                                                                |                                                                                                   |
| P5                                                                                        | Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов                                                                                        | Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15). |
| P6                                                                                        | внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов                                                                                               | Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12).                                              |

|                                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                       |                                                                         |
|-----------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|
| В области организационно-управленческой деятельности      |                                                                                                                                                                                                                                                                       |                                                                         |
| P7                                                        | Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику                                                   | Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).  |
| P8                                                        | Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов                                                                                                                                            | Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК-17, ПК-19, ПК-22).                  |
| В области экспериментально-исследовательской деятельности |                                                                                                                                                                                                                                                                       |                                                                         |
| P9                                                        | Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли                                                                                                                                | Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).                 |
| P10                                                       | Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий                                                               | Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26), (АВЕТ-3b).      |
| В области проектной деятельности                          |                                                                                                                                                                                                                                                                       |                                                                         |
| P11                                                       | Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов | Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e). |

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

---

Институт природных ресурсов  
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и  
продуктов переработки»  
Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
Подпись                      Дата                      ФИО

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

В форме:

|                     |
|---------------------|
| бакалаврской работы |
|---------------------|

Студенту:

| Группа | ФИО                   |
|--------|-----------------------|
| З-2Б14 | Яновой Лейле Карловне |

Тема работы:

|                                                                                                  |                        |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------|
| Технологии эксплуатации блока измерения качества товарной нефти приемо-сдаточного пункта «-----» |                        |
| Утверждена приказом директора (дата, номер)                                                      | 29.03.2016 г. № 2401/с |

|                                          |               |
|------------------------------------------|---------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 19.05.2016 г. |
|------------------------------------------|---------------|

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Исходные данные к работе</b><br><br>(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.). | СИКН-----: Масса нефти; масса брутто $\pm 0,25$ %; масса нетто $\pm 0,35$ %. Относительная погрешность преобразователей объёмного расхода в рабочем диапазоне $\pm 0,15$ %. Абсолютная погрешность датчика плотности, $\text{кг/м}^3 \pm 0,5$ %; преобразователя температуры (термометров), $^{\circ}\text{C} \pm 0,2$ %; класса точности преобразователей давления БИЛ и БИК $\pm 1,0$ %. Блок обработки информации системы СОИ: – приведенная погрешность преобразования аналоговых сигналов давления и температуры в рабочей области $\pm 0,2$ %; относительная погрешность объёма и массы при стабильных значениях входных сигналов не более $\pm 0,5$ %. |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b><br>(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). | Проведение обзора современной литературы по указанной тематике.<br>1. Характеристика объекта исследования.<br>2. Характеристика автоматизированной системы учета и контроля качества товарной нефти.<br>3. Расчет метрологических характеристик<br>4. Социальная ответственность<br>5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение |
| <b>Перечень графического материала</b><br>(с точным указанием обязательных чертежей)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | Технологическая схема СИКН № -----                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |

|                                                                                             |                               |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------|
| <b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b><br>(с указанием разделов) |                               |
| <b>Раздел</b>                                                                               | <b>Консультант</b>            |
| «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»                           | Белозерцева Ольга Викторовна  |
| «Социальная ответственность»                                                                | Гуляев Милий Всеволодович     |
| «Определение количественных характеристик нефти в системе магистральных трубопроводов»      | Чухарева Наталья Вячеславовна |

|                                                                                                 |               |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|
| <b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b> | 30.10.2015 г. |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|

Задание выдал руководитель:

| Должность                                                                                               | ФИО            | Ученая степень, звание | Подпись | Дата          |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|------------------------|---------|---------------|
| Ведущий инженер по диагностике производственного отдела по эксплуатации МГ ООО «Газпром трансгаз Томск» | Герасимов А.В. | к.т.н, доцент          |         | 30.10.2015 г. |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО        | Подпись | Дата          |
|--------|------------|---------|---------------|
| 3-2Б14 | Янова Л.К. |         | 30.10.2015 г. |

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

Студенту:

| Группа | ФИО                   |
|--------|-----------------------|
| 3-2Б14 | Яновой Лейле Карловне |

| Институт            | Природных ресурсов     | Кафедра                   | Транспорта и хранения нефти и газа                                                              |
|---------------------|------------------------|---------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Уровень образования | Бакалавриат (бакалавр) | Направление/специальность | Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов, переработки |

| Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: |                                                                                                  |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. Стоимость выполнения отдельных видов работ                                                | Расчет стоимости амортизационных отчислений по СИКН-----                                         |
| 2. Сроки выполнения работ по обслуживанию СИКН                                               | с 01.01.2015 по 31.12.2015                                                                       |
| 3. Используемая система оплаты труда – премирование, отчисления на соц. нужды                | Районный коэффициент – -----<br>Премия – -----<br>Отчисления на социальные нужды – ----          |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:                     |                                                                                                  |
| 1. Стоимость обслуживания оборудования СИКН                                                  | Расчет стоимости обслуживания СИКН по единицам оборудования<br>Расчет средств фонда оплаты труда |

|                                                      |               |
|------------------------------------------------------|---------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 04.03.2016 г. |
|------------------------------------------------------|---------------|

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО              | Ученая степень, звание | Подпись | Дата          |
|-----------|------------------|------------------------|---------|---------------|
| Доцент    | Белозерцева О.В. | К.Э.Н.                 |         | 04.03.2016 г. |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО        | Подпись | Дата          |
|--------|------------|---------|---------------|
| 3-2Б14 | Янова Л.К. |         | 04.03.2016 г. |

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

|        |                       |
|--------|-----------------------|
| Группа | ФИО                   |
| 3-2Б14 | Яновой Лейле Карловне |

|                            |                           |                                  |                                                                                                 |
|----------------------------|---------------------------|----------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Институт</b>            | <b>Природных ресурсов</b> | <b>Кафедра</b>                   | Транспорта и хранения нефти и газа                                                              |
| <b>Уровень образования</b> | Бакалавриат (бакалавр)    | <b>Направление/специальность</b> | Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов, переработки |

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

|                                                                                                  |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) | В настоящей работе рассматривается система измерения количества и показателей качества нефти СИКН -----ПСП ----- Область применения. Магистральный нефтепроводный транспорт. При эксплуатации системы, могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на обслуживающий персонал предприятия трубопроводного транспорта нефти. Может быть оказано негативное воздействие на природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера. |
| <b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>                  |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
| 1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды                       | Вредные факторы:<br>1. Климатические условия.<br>2. Превышение уровня шума.<br>3. Превышение уровня вибрации.<br>4. Превышение уровней ионизирующих излучений.<br>5. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.<br>6. Недостаточная освещенность рабочей зоны.<br>7. Повреждение в результате контакта с животными,                                                                                                                                                                                                                             |
| 2. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды                       | Опасные факторы:<br>1. движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные);<br>2. электрическая дуга и искры при сварке;<br>3. повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;<br>4. взрывоопасность и пожароопасность;<br>5. электрический ток.                                                                                                                                                                                                                                                      |

|                                                                |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
|----------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 3. Охрана окружающей среды:                                    | При эксплуатации магистрального нефтепровода воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения. и сопровождается: загрязнением атмосферного воздуха; нарушением гидрогеологического режима; загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; повреждением почвенно-растительного покрова; изъятием земель. уничтожением лесных массивов. |
| 4. Защита в чрезвычайных ситуациях:                            | Чрезвычайные ситуации на магистральном газопроводе могут возникнуть в результате внезапной разгерметизации линейной части, возникновения взрыва и развития пожара                                                                                                                                                                                                                                          |
| 5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности | Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |

Задание выдал консультант:

|                                                      |                           |                        |         |               |
|------------------------------------------------------|---------------------------|------------------------|---------|---------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику |                           |                        |         | 04.03.2016 г. |
| Должность                                            | ФИО                       | Ученая степень, звание | Подпись | Дата          |
| Доцент                                               | Гуляев Милий Всеволодович | доцент                 |         | 04.03.2016 г. |

Задание принял к исполнению студент:

|        |                      |         |               |
|--------|----------------------|---------|---------------|
| Группа | ФИО                  | Подпись | Дата          |
| 3-2Б14 | Янова Лейла Карловна |         | 04.03.2016 г. |

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

|                                          |              |
|------------------------------------------|--------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 03.06.2016г. |
|------------------------------------------|--------------|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)           | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|-----------------------------------------------------------------|------------------------------------|
| 11.04.2016    | Объект и методы исследования                                    | 15                                 |
| 19.04.2016    | Контроль и учёт показателей качества товарной нефти             | 14                                 |
| 29.04.2016    | Технологический расчет метрологических характеристик            | 14                                 |
| 04.05.2016    | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | 15                                 |
| 19.05.2016    | Социальная ответственность                                      | 14                                 |
| 04.06.2016    | Заключение                                                      | 14                                 |
| 04.06.2016    | Презентация                                                     | 14                                 |
|               | Итого:                                                          | 100                                |

Составил преподаватель:

| Должность                                                                                               | ФИО            | Ученая степень, звание | Подпись | Дата          |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|------------------------|---------|---------------|
| Ведущий инженер по диагностике производственного отдела по эксплуатации МГ ООО «Газпром трансгаз Томск» | Герасимов А.В. | к.т.н, доцент          |         | 30.10.2015 г. |

СОГЛАСОВАНО:

| Зав. кафедрой | ФИО            | Ученая степень, звание | Подпись | Дата          |
|---------------|----------------|------------------------|---------|---------------|
| ТХНГ          | Рудаченко А.В. | к.т.н, доцент          |         | 30.10.2015 г. |

## **Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки**

В данной работе были применены следующие термины и определения.

**Измерительный преобразователь** – техническое средство с нормативными метрологическими характеристиками, служащее для преобразования измеряемой величины в электрический измерительный сигнал, удобный для обработки, хранения и дальнейшего преобразования системой обработки информации. В составе СИКН: преобразователи объемного расхода, преобразователи плотности, преобразователи влагосодержания, преобразователи вязкости, преобразователи температуры, преобразователи давления.

**Измерительный прибор показывающий** – средство измерения, предназначенное для получения и индикации непосредственно на месте измерения значения измеряемой величины в установленном диапазоне. В составе СИКН: манометры, термометры стеклянные

**Система обработки информации (СОИ)** – вычислительное устройство, принимающее, обрабатывающее информацию о количественно-качественных параметрах нефти, измеренных первичными измерительными преобразователями, и включающее в себя блоки индикации и регистрации результатов измерений.

**Технологическое оборудование** – запорная и регулирующая арматура, трубопроводы, фильтры, струевыпрямители и прямолинейные участки, циркуляционный насос, автоматический и ручной пробоотборники, пробозаборное устройство, дренажные емкости, промывочный насос с соответствующей технологической обвязкой и др.

**Автоматизированное рабочее место оператора (АРМ-оператора)** – персональный компьютер с соответствующим программным обеспечением в комплекте с монитором, клавиатурой и принтером, предназначенный для отображения мнемосхемы СИКН, текущих технологических и качественных параметров нефти, измеренных и вычисленных системой обработки информации, формирования отчетных документов и вывода их на печать.

**Измерительная линия (ИЛ)** – часть конструкции системы измерений количества и показателей качества нефти, состоящая из преобразователей расхода в комплекте со струевыпрямителями или прямолинейными участками трубопроводов, оснащенными устройством отбора давления и карманом для термометра, преобразователями температуры и давления, манометром и термометром, задвижками и фильтром.

**Измерительная линия рабочая** – измерительная линия, находящаяся в работе при нормальном режиме эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти.

**Измерительная линия контрольная** – измерительная линия, применяемая для контроля метрологических характеристик рабочих преобразователей расхода и (или) для измерения количества нефти, протекающего через рабочую измерительную линию при поверке преобразователя расхода, установленного на этой линии.

**Измерительная линия резервная** – измерительная линия, находящаяся в ненагруженном резерве, которая в любой момент времени может быть включена в работу.

**Диапазон расходов и вязкости нефти рабочий** – область значений расходов и вязкости, в которой эксплуатируются преобразователи расхода и нормированы их метрологические характеристики.

**Контроль метрологических характеристик (КМХ)** - определение отклонения метрологических характеристик средств измерений в межповерочном интервале от действительных значений, определенных при последней поверке, и установление пригодности средств измерений к дальнейшей эксплуатации.

**Межконтрольный интервал** – промежуток времени между двумя очередными актами контроля, проводимого для выявления отклонения метрологических характеристик средств измерений от значений, определенных при поверке.

**Учетные операции** – операции, проводимые сдающей и принимающей нефть сторонами, для определения массы брутто и массы нетто нефти для последующих расчетов, а также операции, проводимые при инвентаризации нефти и арбитраже.

**Масса брутто нефти** – общая масса нефти, включающая массу балласта.

**Масса балласта** – общая масса воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

**Масса нетто нефти** – разность массы брутто нефти и массы балласта.

В настоящей работе приняты следующие сокращения:

|       |                                                              |
|-------|--------------------------------------------------------------|
| БИК   | – блок измерений показателей качества нефти;                 |
| БИЛ   | – блок измерительных линий;                                  |
| ВПУ   | – весовая поверочная установка;                              |
| ИВК   | – измерительно-вычислительный комплекс;                      |
| ИЛ    | – измерительная линия;                                       |
| ИФС   | – индикатор фазового состояния;                              |
| КМХ   | – контроль метрологических характеристик;                    |
| МВИ   | – методика выполнения измерений;                             |
| МИД   | – магнитоиндукционный датчик;                                |
| МХ    | – метрологические характеристики;                            |
| ----- | – ----- управление магистральным трубопроводом               |
| ПВ    | – поточный влагомер;                                         |
| ПНА   | – подпорный насосный агрегат;                                |
| ПП    | – поточный плотномер;                                        |
| ПСП   | – приемо-сдаточный пункт -----                               |
| ПР    | – преобразователь расхода;                                   |
| ПУ    | – поверочная установка;                                      |
| СИ    | – средство измерений;                                        |
| СИКН  | – система измерения количества и показателей качества нефти; |

|     |                                         |
|-----|-----------------------------------------|
| СОИ | – система сбора и обработки информации; |
| ТО  | – техническое обслуживание;             |
| ТКО | – товарно-коммерческие операции;        |
| ТПУ | – трубопоршневая поверочная установка;  |
| ТПР | – турбинный преобразователь расхода;    |
| ХАЛ | – химико-аналитическая лаборатория;     |

В настоящей работе были использованы ссылки на следующие стандарты:

1. ГОСТ Р 8.615-2005. Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1998.

2. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2013.

3. ГОСТ 2517-85. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2012.

4. ГОСТ Р 8.595-2004. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2015.

5. ГОСТ 8.510-84. Государственная поверочная схема для средств измерений (счетчиков) объема жидкости. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2015.

6. ГОСТ 8.400-80. Мерники металлические образцовые. Методы и средства поверки. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2014.

7. ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение. – М.: Стандартинформ, 2014.

8. ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности. – М.: Стандартинформ, 2012.

9. ГОСТ Р 8.599-2003. Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность и объем нефти. Таблицы коэффициентов пересчета плотности и массы. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2012.

10. ГОСТ Р 51947-2002. Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии – М.: ИПК Издательство стандартов, 2009.

11. ГОСТ 2477-65. Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды – М.: Стандартинформ, 2013.

12. ГОСТ 21534-76. Нефть. Методы определения содержания хлористых солей. – М.: Стандартинформ, 2012.

13. ГОСТ 1756-2000. Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров. – М.: Стандартинформ, 2013.

14. ГОСТ 11851-85. Нефть. Метод определения парафина. – М.: Стандартинформ, 2014.

15. ГОСТ 2177-99. Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава. – М.: Стандартинформ, 2014.

16. ГОСТ Р 50802-95. Нефть. Метод определения сероводорода, метил-, и этилмеркаптанов. – М.: Стандартинформ, 2012.

17. ГОСТ Р 52247-2004. Нефть. Методы определения хлорорганических соединений. – М.: Стандартинформ, 2014.

18. ГОСТ 6370-83. Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей. – М.: Стандартинформ, 2012.

19. ПР 50.2.009-94. Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения испытаний и утверждения типа средств измерений. – М.: Стандартинформ, 2013.

20. ГОСТ 33-2000. (ИСО 3104-94) Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости. – М.: Стандартинформ, 2012.

21. ГОСТ 12.0.003–74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 26.03.2016 г.).

22. ГОСТ 12.1.003–2014. Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 26.03.2016 г.).

23. ГОСТ 12.1.012–2004. Вибрационная болезнь. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 27.03.2016 г.).

24. ГОСТ 12.1.005–88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 28.03.2016 г.).

25. ГОСТ 12.1.004–91. Пожарная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 28.03.2016 г.).

26. ГОСТ 12.1.008–76. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 28.03.2016 г.).

27. ГОСТ 12.1.030–81. Защитное заземление, зануление. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// www.http://docs.cntd.ru/document/](http://www.http://docs.cntd.ru/document/) (дата обращения 29.03.2016 г.).

28. ГОСТ 12.1.038–82. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// www.http://docs.cntd.ru/document/](http://www.http://docs.cntd.ru/document/) (дата обращения 29.03.2016 г.).

29. ГОСТ Р 22.0.01 – 94. Безопасность в ЧС. Основные положения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 30.03.2016 г.).

30. ГОСТ Р 22.3.03–94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 30.03.2016 г.).

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 127 страниц, 19 рисунков, 15 таблиц, 68 источников, 5 приложений.

*Ключевые слова:* товарная нефть, приемо-сдаточный пункт, технологический остаток, транспортировка, производитель, магистральный нефтепровод, система измерений количества и показателей качества нефти, система обработки информации.

*Объектом исследования является:* блок измерения качества товарной нефти приемо-сдаточного пункта.

*Цель работы:* обеспечение технической эксплуатации блока измерения качества товарной нефти приемо-сдаточного пункта.

В выпускной квалификационной работе исследована система измерений количества и показателей качества нефти.

Рассмотрены меры по совершенствованию метрологического обеспечения.

Приведен порядок учета нефти в процессе транспортировки и проведения учетных операций и представления результатов.

Рассмотрены основные мероприятия по безопасному ведению технического процесса на объекте

*Область применения:* Магистральный нефтепроводный транспорт.

*Экономическая эффективность/значимость работы:* Качество товарного продукта.

## **Abstract**

Final paper 127 p, 19 fig. 15 tabl., 68 citations, 5 applications.

Key words: commercial oil, acceptance station, technological residue, transport, the manufacturer, oil pipeline, measurement system of oil quantity and quality, information processing system.

Object of study: a block of measurement of stock oil quality at a station of acceptance.

The purpose of the work: ensuring the technical operation of block of measurement of stock oil quality at a station of acceptance.

In the final paper, a measurement system of oil quantity and quality was investigated.

The measures to improve the metrological assurance were reviewed.

The order of oil metering during transportation and operations of metering and representation of results were shown.

Considered the main event for the safe conduct of the technical process at the facility.

Application area. Pipeline transport.

Cost-effectiveness/significance of work. The cost of the exploitation the technical block of the measurement quality of oil are: thousand of roubles for one year.

The application of timely material and technical resources to ensure the economic efficiency of the object were reviewed.

## Оглавление

|                                                                                                                          |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Оглавление .....                                                                                                         | 18 |
| Введение .....                                                                                                           | 20 |
| 1. Обзор литературы.....                                                                                                 | 22 |
| 2 Объект и методы исследования.....                                                                                      | 24 |
| 2.1 Природно-климатическая характеристика района расположения объекта.....                                               | 24 |
| 2.2 Характеристика приемо-сдаточного пункта .....                                                                        | 25 |
| 2.3 Характеристика автоматизированной системы учета и контроля качества товарной нефти.....                              | 25 |
| 3 Контроль и учёт показателей качества товарной нефти .....                                                              | 51 |
| 3.1 Контролируемые показатели качества товарной нефти.....                                                               | 54 |
| 3.2 Средства измерения для автоматического контроля показателей качества нефти .....                                     | 58 |
| 4 Технологический расчет метрологических характеристик СИ .....                                                          | 72 |
| 4.1 Контроль метрологических характеристик поточных вискозиметров.....                                                   | 72 |
| 4.2 Расчет метрологических характеристик поточных плотномеров.....                                                       | 73 |
| 4.3 Расчет метрологических характеристик поточных влагомеров .....                                                       | 76 |
| 4.4 Расчет минимального давления на выходном коллекторе и показателей расхода нефти через пробозаборное устройство ..... | 78 |
| 4.5 Расчет расхода нефти в БИК.....                                                                                      | 79 |
| 5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....                                                   | 82 |
| 5.1 Стоимость обслуживания оборудования СИКН .....                                                                       | 82 |
| 5.2 Ресурсосбережение и ресурсоэффективность .....                                                                       | 87 |
| 6 Социальная ответственность .....                                                                                       | 88 |
| 6.1 Производственная безопасность .....                                                                                  | 88 |

|                                                                       |     |
|-----------------------------------------------------------------------|-----|
| 6.2 Экологическая безопасность .....                                  | 102 |
| 6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....                       | 104 |
| 6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ..... | 105 |
| Заключение .....                                                      | 108 |
| Список использованных источников .....                                | 109 |
| Приложение А .....                                                    | 116 |
| Приложение Б.....                                                     | 120 |
| Приложение В .....                                                    | 123 |
| Приложение Г .....                                                    | 124 |
| Приложение Д .....                                                    | 125 |
| Приложение Е.....                                                     | 126 |

## **Введение**

При переходе на рыночные отношения, когда транспортные предприятия стали предоставлять услуги производителям по транспортировке нефти, возникла необходимость выявления и внедрения единого механизма, который бы мог осуществлять регулирование взаимных претензий грузоотправителей по изменению качества нефти.

Сложность самой структуры трубопроводного транспорта и особенности расположения регионов добычи не позволяют осуществлять транспортировку нефти от конкретных месторождений до пункта конечного назначения с сохранением их первоначального качества. Технологически компании могут обеспечить транспортировку партии нефти отдельно взятого грузоотправителя по системе магистральных нефтепроводов, но только в смеси с партиями нефти других грузоотправителей [1]. Таким образом, при формировании технологических потоков, вне зависимости от качества сдаваемой грузоотправителями нефти, в конечном пункте (пункт налива, НПЗ, экспортное направление) они получают нефть не прежнего качества, а смесь.

Проблемы, связанные с изменением качества нефти, от пункта приема-сдачи до конечного пункта поставки (снижение качества одних грузоотправителей и улучшение других), имеют финансовые последствия, с дальнейшими взаимными претензиями производителей нефти, и поисков решений о раздельной транспортировке.

При учете нефти измеряют её массу или объем (количественные параметры) и параметры качества – плотность, содержание балласта (воды, солей, механических примесей) содержание серы, упругость паров и другие параметры, устанавливаемые техническими условиями, стандартами на продукт, или соглашением между продавцом и покупателем. Учет количества добытого сырья и его последующий контроль – комплексная задача, решаемая на всех этапах извлечения и реализации углеводородов. Поэтому тема, посвящена вопросу учета и качества товарной нефти, является актуальной для магистрального нефтепровода.

*Цель работы:* Проведение анализа существующих методов по учету товарной нефти, в применении автоматизированной системы измерения количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- ⇒ Провести обзор современной литературы по технологии эксплуатации блока измерения качества товарной нефти приемо-сдаточного пункта «-----»;
- ⇒ Охарактеризовать объекты исследования.
- ⇒ Проанализировать действующую на предприятии систему контроля и качества нефти (СИКН №-----);
- ⇒ Рассмотреть вопросы экономики, ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- ⇒ Рассмотреть вопросы безопасной эксплуатации объекта.

*Объект исследования.* Блок измерения качества товарной нефти приемо-сдаточного пункта.

*Предмет исследования.* Показатели качества товарной нефти.

*Апробация работы.* Основные разделы были представлены автором выпускной квалификационной работы на семинарах, которые были проведены в рамках теоретического курса следующих дисциплин учебного плана: «Безопасность технологических процессов при транспорте нефти и газа», «Междисциплинарный проект».

Разработанные методики и полученные результаты в работе могут быть использованы производственными и проектными организациями.

## 1. Обзор литературы

Нефть в сыром (обводненном) виде замеряется на промысловых узлах учета нефти. После обезвоживания, обессоливания и удаления механических примесей, поступает уже в так называемом товарном виде в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть, общие технические условия» [3].

При выполнении учетных операций по сдаче товарной нефти в МН стали использовать системы автоматизированного измерения количества и показателей качества нефти. Применяемые автоматизированные системы изготовлены по принципу блочного конструирования фирмой FMC «Energy Systems» Texas, USA.

Автоматизированная система измерения количества и показателей качества нефти спроектирована на основе косвенного метода динамических измерений массы нефти – это метод, основанный на измерениях плотности и объема нефти в трубопроводе, с применением в качестве средств измерения продукта – турбинных преобразователей расхода «Smith», преобразователей плотности «Solartron» 7835, преобразователей давления и температуры «Honeywell». Кроме того, что применение автоматизированной системы в качестве основной схемы учета нефти – позволило почти полностью автоматизировать операции по учету нефти, тем самым повысить точность учета как для сдающей, так и для и принимающей стороны, уменьшить потери нефти от малых и больших дыханий в РВС при резервуарной сдаче. Применение стало обязательным условием транспортных компаний, при подключении лицензированных нефтедобытчиков к магистральному нефтепроводу, так как при перекачке больших объемов нефти резервуарный метод сдачи нефти перестал обеспечивать режим равномерного распределения давления в МН.

При учете товарной нефти, результат измерений может выражаться как в единицах объема (кубометры), так и в массе (тоннах). В зависимости от целей, преследуемых при учете, условно различают оперативный и коммерческий учет нефти.

Оперативный учет производится в пределах предприятия с целью оперативного контроля или оценки результатов производственной и хозяйственной деятельности отдельных подразделений - бригад, участков, установок, промыслов и т.д.

Коммерческий учет производится при операциях поставки-приемки (купли-продажи) нефти и нефтепродуктов между предприятиями-поставщиками (продавцами) и потребителями (покупателями).

Методы, технические средства и требования к точности измерений при оперативном и коммерческом учете неодинаковы.

При оперативном учете они могут устанавливаться самими предприятиями или объединением (корпорацией), в состав которого они входят.

При коммерческом учете требования к используемым методам измерений, средствам измерений, точности измерений и организации учета определяются стандартами и принятыми в установленном порядке другими нормативными документами и соглашениями сторон.

Для учета нефтепродуктов на магистральных трубопроводах при непрерывной перекачке больших объемов нефтепродуктов используются автоматизированные установки для учета нефти (в дальнейшем – УУН). Наряду с этим названием в нормативных документах и литературе используются названия: узлы учета нефти (нефтепродуктов), системы для измерения количества нефти (СИКН) и другие.

Расчетные задачи, направленные на решение проблем: это – сложная структура системы магистральных нефтепроводов, путевые условия недостаточная метрологическая надежность, увеличение результирующей погрешности, занижение значения объема прокачиваемой нефти являются актуальными. Этому посвящены научные исследования измерению количества и качества нефти при сборе, транспортировке, переработке и коммерческом учете. представлены в работах: Ханов Н.И., Фатхутдинов А.Ш., Слепян М.А., Золотухин Е.А., Фатхутдинов Т.А., Коловертнов Г.Ю [5].

## 2 Объект и методы исследования

### 2.1 Природно-климатическая характеристика района расположения объекта

Приёмо-сдаточный пункт (ПСП) «-----» представляет собой комплекс сооружений и устройств для приема нефти из магистрального нефтепровода «Ванкорское месторождение – НПС «-----» АО «-----», хранения, коммерческого учета и подачи товарной нефти в систему магистральных нефтепроводов «-----».

Приёмо-сдаточный пункт расположен в -----, рядом с -----.  
Регион относится к районам Крайнего Севера, и более половины его территории расположено за Полярным кругом.

**Климат:** Резко – континентальный, с теплым коротким летом и холодной продолжительной зимой.

Средняя максимальная температура июля + 20 °С.

Средняя минимальная температура января - 38.7 °С.

Абсолютный минимум температуры воздуха достигает - 60 °С

(Январь 2006),

Максимум летом + 27 °С.

Среднегодовая температура воздуха - 10 °С.

Среднегодовое количество осадков – 600 мм.

В теплый период, с апреля по октябрь,

выпадает 390 мм, в холодный (ноябрь – март) – 110 мм.

Среднее число дней с осадками равно 200.

В зимний период и в целом за год резко выражено преобладание ветра северного и северо - западного направления. В летний период преобладает ветер северных направлений.

**Геология.** Поверхность равнинная, средне заболочена и заозерена.

Гидрогеологические условия характеризуются наличием двух типов подземных вод: болотных и грунтовых.

**Почвы.** ПСП расположен, на болотно–подзолистых и дерново–подзолистых почв.

Преобладающие типы почв территории – дерново-подзолистые и болотные переходные торфяные почвы.

**Растительность.** Растительность представлена тундрой, лесотундрой. Наземный покров состоит из сфагновых мхов, образующих торфяники с бугристой поверхностью.

**Животный мир.** В настоящее время приёмо-сдаточный пункт находится на стадии промышленной эксплуатации. И оказывает незначительное воздействие на современное состояние животного мира.

## 2.2 Характеристика приемо-сдаточного пункта

Приемо-сдаточный пункт «-----» является конечным пунктом приема товарной нефти с Ванкорского месторождения и пунктом сдачи нефти в резервуарный парк ----- - «-----» «-----», и предназначен для учета количества и контроля качества товарной нефти.

Основной задачей ПСП «-----» является выполнение планов сдачи товарной нефти, согласно, заявленных объемов в систему магистральных трубопроводов «-----» и обеспечение при этом достоверного учета по количеству и параметрам качества товарной нефти. АО «-----» – является производителем товарной нефти, и имеет одну систему измерений количества и показателей качества нефти (далее СИКН №-----). В качестве резервной схемы сдачи нефти на ПСП используется косвенный метод статических измерений с применением РВС. Но в этом случае, сроки в длительности сдачи нефти по резервной схеме устанавливает принимающая сторона («-----»).

В своей работе приемо-сдаточный пункт руководствуются: действующим законодательством и регламентом взаимоотношений АО «-----» и АО «-----» для обеспечения безопасного режима работы нефтепровода и ведения учетных операций на объекте СИКН № ----- [6].

## 2.3 Характеристика автоматизированной системы учета и контроля качества товарной нефти

В настоящей работе рассматривается система измерения количества и показателей качества нефти СИКН № ---- ПСП «-----». В соответствии с МИ 2825-2003 «ГСИ. Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию» [7].

СИКН – система измерения качества нефти состоит:

- Блок измерительных линий БИЛ;
- Блок измерения показателей качества нефти (БИК);
- Стационарная трубопоршневая поверочная установка (ТПУ);
- Устройство обработки информации (СОИ);
- Датчик наличия свободного газа на выходном коллекторе;
- Щелевое пробозаборное устройство по ГОСТ 2517-85. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб [8].

Система спроектирована для автоматического измерения технологических и качественных параметров товарной нефти, автоматической обработки информации, индикации и регистрации результатов измерений в круглосуточном режиме, позволяющим установить постоянный контроль и автоматическое регулирование расхода в заданных оператором параметрах, либо автоматически осуществлять пропуск через измерительную систему определенного количества нефти, заданного оператором. ТПУ смонтирована на отдельной раме и соединена с блоком измерительных линий трубной обвязкой. Блок измерения качества (БИК) расположен на отдельной раме. Вторичная аппаратура управления находится в операторной, и позволяет производить автоматическое и дистанционное управление оборудованием узла учета нефти.

СИКН № ----- введена в эксплуатацию непосредственно с момента начала промышленной эксплуатации месторождения в 2009 г. СИКН спроектирована на основе **косвенного метода динамических измерений массы нефти** с применением в качестве средств измерения турбинных преобразователей расхода «Smith», преобразователей плотности «Solartron 7835», преобразователей влагосодержания «Phase Dynamics» преобразователей

давления и температуры «Honeywell» и изготовлена по принципу блочного конструирования фирмой FMC «Energy Systems» Texas, USA [9]. Перечень основных средств измерений и оборудования СИКН № ----- в (Приложении А).

СИКН № ----- занесена в отраслевой реестр коммерческих узлов учета нефти под своим порядковым номером, аттестована как СИ, имеет утвержденную методику поверки и методику выполнения измерений массы нефти.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение объема нефти при рабочих условиях и приведение к стандартным условиям, согласно ГОСТ Р 8.595-2004 «Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» [10]. по каждой измерительной линии и СИКН в целом;
- измерение плотности нефти при рабочих условиях и приведение к условиям измерения объема и к стандартным условиям, согласно ГОСТ Р 8.595-2004 [10].
- вычисление массы брутто нефти и массы нетто нефти с использованием значений составляющих балласта, полученных измерением влагосодержания нефти и данных аналитической лаборатории, за установленные интервалы времени (2 часа, смену, сутки);
- измерение объемной доли воды в нефти;
- вычисление средневзвешенного значения массовой доли воды в нефти за установленные промежутки времени;
- измерение температуры и давления нефти по измерительным линиям (ИЛ);
- вычисление средневзвешенного значения температуры и давления нефти по измерительным линиям и СИКН в целом за установленные промежутки времени;
- измерение вязкости нефти;
- автоматический отбор объединённой пробы по заданной программе пропорционально количеству перекаченной нефти или по времени;

- автоматизированное и ручное управление измерительными линиями (включение, отключение, поддержание расхода);
- автоматическое (по заданию) выполнение поверки и контроля метрологических характеристик рабочих и резервно-контрольного преобразователей расхода по стационарной поверочной установке без нарушения функции учета нефти. Формирование и печать протоколов поверки и КМХ;
- автоматическое сравнение показаний двух одновременно работающих преобразователей плотности с выдачей сигнала при превышении установленного предела разности показаний;
- выполнение поверки стационарной ПУ по ПУ на основе эталонного мерника и весов (и по передвижной ПУ при необходимости) без нарушения функции учета нефти. Формирование и печать протоколов поверки;
- местный визуальный контроль герметичности запорной арматуры, протечки через которую могут влиять на результаты поверки и КМХ СИ;
- индикацию значений измеряемых величин на экране монитора АРМ оператора в помещении операторной;
- автоматический контроль, индикацию и сигнализацию предельных значений измеряемых и контролируемых параметров;
- регистрацию результатов измерений, их хранение и передачу в систему верхнего уровня;
- формирование в автоматическом режиме и хранение отчетов по учету нефти (за 2 часа, смену, сутки и по партиям), актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти в соответствии с формами «Рекомендаций по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти» № 69, утвержденным приказом Минпромэнерго России от 31.03.05 г.,[11]. формирование текущих отчетов по запросу, печать отчетов;
- учет и формирование и хранение журнала событий системы;

- учет времени работы оборудования, для циклически работающего количество циклов, реализованное программно на АРМ ПСП;
- монтаж и демонтаж преобразователей расхода, плотности, влагосодержания и вязкости без остановки перекачки и системы измерения в целом;
- защита системной информации от несанкционированного доступа при помощи многоуровневой системы паролей.

Испытания проб осуществляются в аккредитованной лаборатории входящей в состав ПСП «-----». Резервная схема учета нефти организована по ГОСТ Р 8.595-2004 «Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» [10]. по резервуарам, входящей в состав ПСП.

Общий вид технологической схемы СИКН № ----- ПСП «-----» представлена в (Приложение Е).

### 2.3.1 Блок измерительных линий

Блок измерительных линий предназначен для формирования и выдачи информации по массовому расходу, давлению и температуре перекачиваемой нефти, а также проведения оперативных переключений при переходе с рабочей на резервную ИЛ, проведении поверки, контроля метрологических характеристик (КМХ) объемных преобразователей расхода (ПР) и стационарной ТПУ.

БИЛ состоит из входного и выходного коллекторов и четырех измерительных линий (трех рабочих и одной резервно-контрольной).

Нефть поступает на блок измерительных линий через задвижку 60Н.

На каждой измерительной линии установлены:

- фильтр грубой очистки с вертикальной корзиной и быстросъемной крышкой, дренажным и воздушным кранами, датчиком перепада давления и манометрами;
- преобразователь объемного расхода мультивязкостного типа в комплекте со струевыпрямителем;
- преобразователь избыточного давления;
- преобразователь температуры;
- манометр;
- термометр;
- запорная арматура;
- запорная арматура с гарантированным перекрытием потока и с контролем протечек;
- регулятор расхода на выходе линии.

На входном коллекторе БИЛ установлены:

- преобразователь избыточного давления;
- преобразователь температуры;
- манометр;
- термометр.

На выходном коллекторе установлены:

- преобразователь избыточного давления;
- преобразователь температуры;
- манометр;
- термометр;
- щелевое пробозаборное устройство.

Главным назначением фильтра грубой очистки является удаление твердых частиц или других крупных инородных материалов, которые могут повредить внутренние механические составляющие ТПУ. Фильтр очистки находится в контакте с дифференциальным датчиком перепада давления. По мере скопления осевших материалов давление на фильтр грубой очистки возрастает. Высокое дифференциальное давление в фильтре показывает, что наступило время для очистки корзины фильтра; это необходимо сделать как можно скорее, чтобы предотвратить повреждение корзины. Предохранительный клапан, установленный за фильтром по потоку, служит для предохранения линии от избыточного давления, вызываемого тепловым расширением продукта, когда измерительная линия заполнена нефтью и изолирована от потока. После фильтра предварительной очистки нефть проходит через струевыпрямитель, а затем поступает в мультивязкостный турбинный счетчик, который оснащен двумя дистанционными импульсными датчиками. Эти устройства преобразуют вращательное движение счётчика в квадратно-волновые сигналы. Данные выходные сигналы доступны для дистанционного сбора информации. Далее по потоку от мультивязкостного турбинного счетчика установлены датчик давления и резисторный датчик температуры с преобразователем, позволяющим дистанционный сбор информации. Для местного контроля также установлены манометр и термометр.

Общий вид блока измерительных линий (БИЛ) СИКН № ----- представлен на рисунке 1.

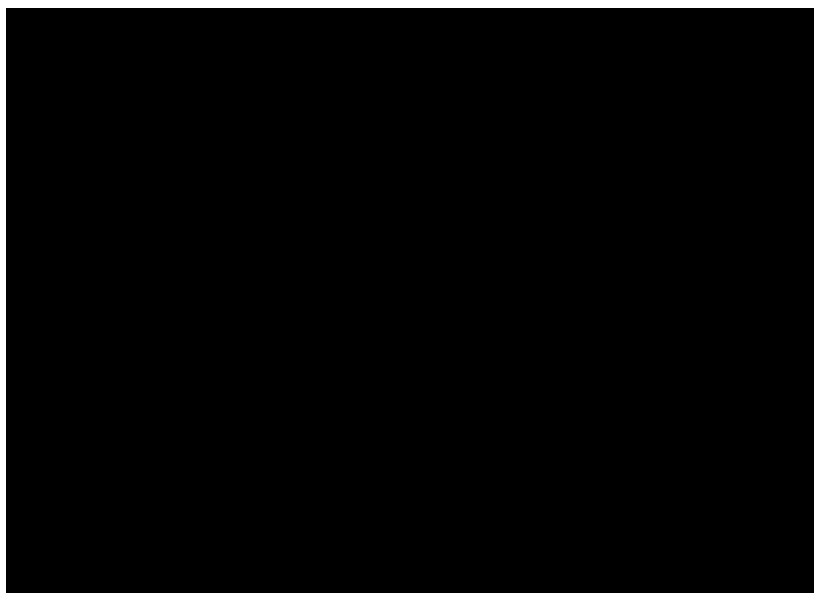


Рисунок 1 – Общий вид блока измерительных линий СИКН № ----.

### **2.3.2 Блок измерения и контроля качества товарной нефти**

Блок измерений показателей качества нефти предназначен для формирования и выдачи информации по плотности, влагосодержанию, вязкости, давлению и температуре перекачиваемой нефти, ручного и автоматического отбора пробы по ГОСТ 2517-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб» [8]. а также проведения КМХ поточных преобразователей плотности и подключения пикнометрической установки.

Прокачка нефти через БИК производится одним из насосных агрегатов. Далее нефть последовательно проходит термостатирующий цилиндр, поточный датчик плотности, поточный влагомер, рабочий или резервный автоматический пробоотборник, ручной пробоотборник, вискозиметр, расходомер нефти лопастной.

Отбор нефти в БИК производится через пробозаборное устройство щелевого типа (ЩПУ) по ГОСТ 2517-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб» [8]. с выдвижным механизмом пробозаборной трубки.

Состав БИК:

- фильтр – 2 шт. (рабочий и резервный);
- циркуляционные насосы центробежного герметичного типа – 2 шт. (рабочий и резервный);

- преобразователь частоты вращения циркуляционных насосов по сигналу расходомера в БИК – 2 шт.;
- поточный преобразователь плотности– 2 шт. (рабочий и резервный);
- поточный преобразователь влагосодержания – 2 шт. (рабочий и резервный);
- поточный преобразователь вязкости – 2 шт. (рабочий и резервный);
- преобразователь избыточного давления;
- преобразователь температуры;
- манометр;
- термометр;
- пробоотборник нефти автоматический в соответствии с ГОСТ 2517-85 – 2 шт. (рабочий и резервный) с диспергатором, контейнерами для проб и контролем заполнения [8];
- пробоотборник нефти ручной с диспергатором в соответствии с ГОСТ 2517-85 – 1 шт. [8];
- расходомер для обеспечения контроля изокINETичности отбора пробы – 2 шт. (рабочий и резервный);
- термостатирующий цилиндр с диспергатором (для выполнения измерений плотности нефти ареометром) – 1 шт.

Предусмотрена возможность демонтажа преобразователей плотности, вязкости, влагосодержания, циркуляционного насоса и автоматических пробоотборников без нарушений функций по учету нефти.

Возврат нефти производится через выходную задвижку БИК в выходной коллектор БИЛ.

Общий вид блока измерения и контроля качества (БИК) СИКН № ----- представлен на рисунке 2.

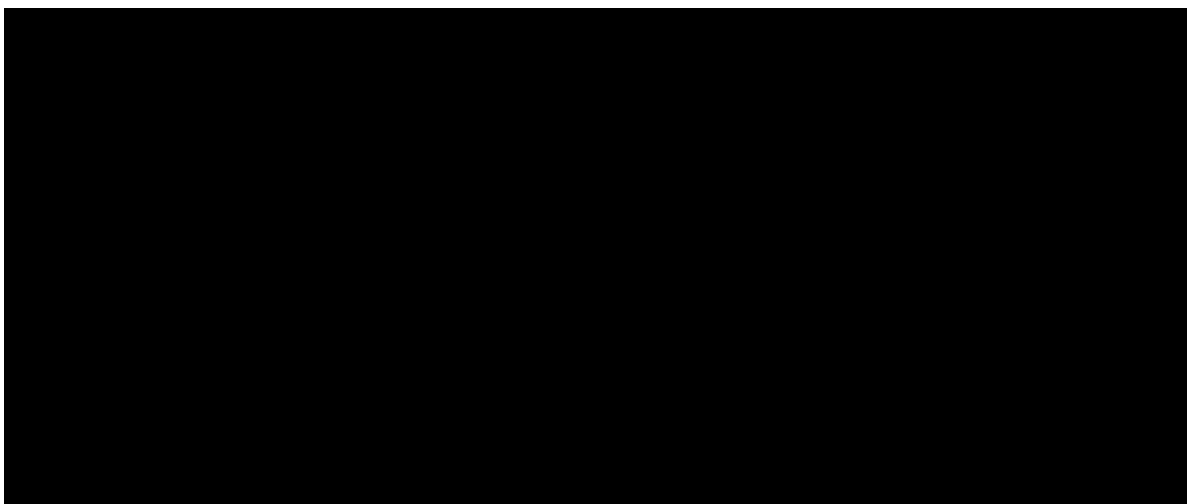


Рисунок 2 – Общий вид блока измерения и контроля качества нефти СИКН № 2 -

-----

На рисунке 3 приведена технологическая схема БИК для СИКН с турбинными и объёмными счетчиками, предназначенного для измерения массы продукта, плотности и отбора объединённой пробы.

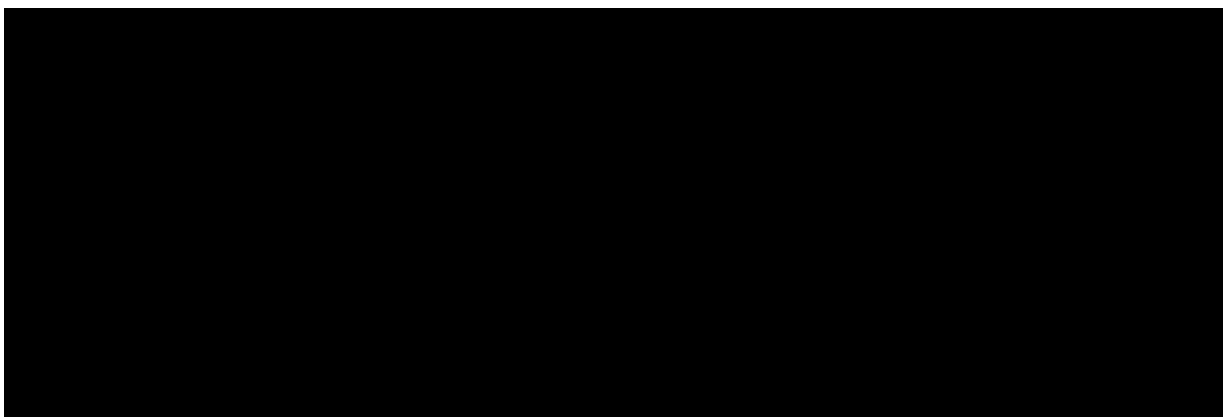


Рисунок 3 – Технологическая схема БИК с циркуляционными насосами.

ИР – индикатор скорости (расхода); ДП – датчик плотности; ПВ – преобразователь влагосодержания; ПА – автоматический пробоотборник; ПР – ручной отбор пробы; Н – циркуляционные насосы.

Предусмотрена система промывки для технологических трубопроводов от загрязнения. Предусмотрены места для подключения переносной пикнометрической установки, устройства определения свободного газа в нефти.

### **2.3.3 Стационарная трубопоршневая поверочная установка (ТПУ)**

Несмотря на относительно высокую точность замера расхода преобразователями расхода, особенно при нагрузках близких к максимальным, они требуют проверки, так как со временем отклонения в их показаниях могут

значительно возрастать (в связи с износом лопаток, подшипников и т.д.). Основными средствами проверки, используемыми для поверки турбинных и других преобразователей расхода на СИКН, являются трубопоршневые поверочные установки (ТПУ). В качестве стационарной ТПУ предусмотрена трубопоршневая поверочная установка фирмы FMC Smith Meter 2-го разряда по ГОСТ 8.510-84 «Государственная поверочная схема для средств измерений (счетчиков)» [11]. объема жидкости двунаправленного типа с одинарной петлей.

По сравнению с другими средствами поверки ТПУ имеют следующие преимущества:

- возможность поверки преобразователей на месте эксплуатации в процессе измерения в рабочих условиях;
- полная герметизация процесса поверки; возможность поверки ТПР на больших расходах, до  $10000 \text{ м}^3/\text{ч}$ ;
- независимость метрологических характеристик ТПУ от рода, вязкости жидкости и условий эксплуатации;
- возможность полной автоматизации процесса поверки.

Благодаря применению ТПУ стало возможным использование турбинных счетчиков для коммерческого учета нефтепродуктов. В настоящее время на предприятиях нефтяной промышленности для поверки счетчиков различного назначения применяются ТПУ с пропускной способностью от 100 до  $4000 \text{ м}^3/\text{ч}$ , как отечественного, так и импортного производства.

ТПУ представляет собой участок трубопровода, собранный из труб и отводов, в котором движется герметичный поршень. На концах трубопровода имеются датчики-детекторы, фиксирующие прохождение поршня. Участок, ограниченный детекторами, называемый калиброванным участком, выполняется из труб, калиброванных по внутреннему диаметру. В большинстве случаев внутренняя поверхность калиброванного участка тщательно очищается и не наносится покрытие на основе синтетических смол для защиты от коррозии и уменьшения трения при движении поршня. Калиброванный участок

может быть выполнен прямолинейным или согнутым в виде петли для уменьшения габаритов установки.

Принцип работы ТПУ основан на сравнении расходов, полученных расходомером на измерительной линии и ТПУ, при прохождении через них одинаковых количеств жидкости в определенный интервал времени. Конструктивно ТПУ состоит из трубопоршневого устройства и электронного блока.

Для поверки счетчика в трубопровод перед калиброванным участком вводится поршень, который полностью перекрывает сечение и движется вместе с жидкостью с одинаковой скоростью. При прохождении поршня через первый детектор по его сигналу начинается отчет импульсов от поверяемого ТПР. Когда поршень достигает второго детектора, по его сигналу отсчет импульсов прекращается. По показанию счетчика и объему калиброванного участка ТПУ определяется коэффициент преобразования и другие метрологические характеристики ТПР. После прохождения калиброванного участка поршень необходимо вернуть обратно. Фактическая погрешность ТПУ неодинакова и колеблется от 0,05 до 0,1 % в зависимости от качества труб (постоянства диаметра, разностенности, овальности), покрытия, поршня и метода поверки. Для поверки ТПУ используют образцовые мерники 1-го разряда отечественного и импортного производства.

Узел регулирования давления и расхода проектируется при необходимости поддержания определенных значений давления и расхода продукта через СИКН и устанавливается на выходе СИКН.

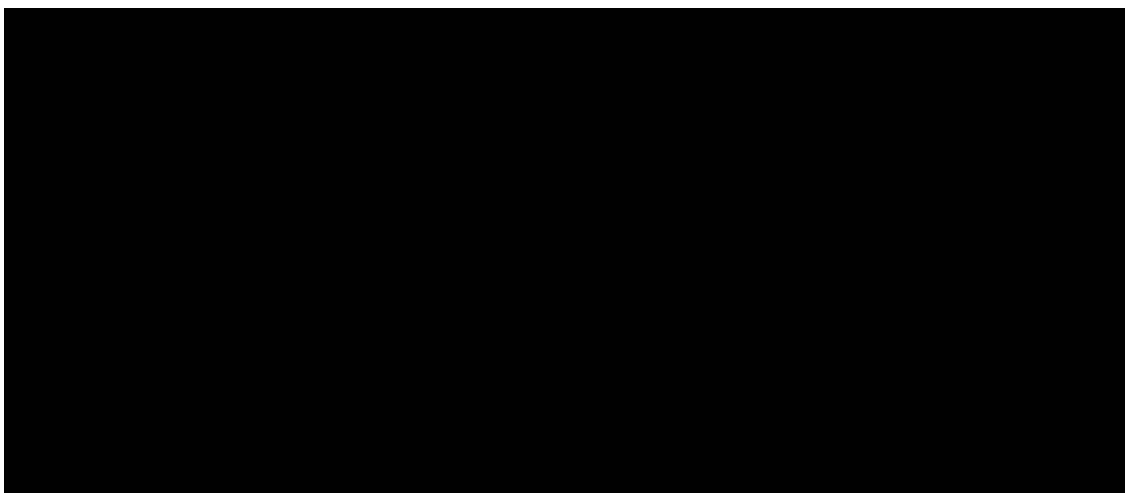


Рисунок 4 – Общий вид передвижной двунаправленной трубопоршневой поверочной установки (ТПУ).

Рисунок 5. – Схема двунаправленная ТПУ.

Как уже было сказано, в двунаправленных ТПУ поршень совершает движение в калиброванном участке попеременно то в одном, то в другом направлении. На рисунке 5 показана схема такой ТПУ с четырехходовым краном. Установка состоит из калиброванного участка 3 с детекторами 4, двух камер 2 и устройства для изменения направления движения жидкости – четырехходового крана 1. Обе камеры имеют одинаковую конструкцию и представляют собой отрезок трубы, имеющий диаметр больше, чем диаметр калиброванного участка. Обычно камеры располагаются наклонно или вертикально. После выхода из калиброванного участка поршень попадает в одну из камер и находится в ней в восходящем потоке до тех пор, пока направление движения не изменится на обратное. При этом поршень увлекается в калиброванный участок. Для изменения направления движения жидкости в ТПУ применяются четырехходовые краны различной конструкции. На рисунке 6 показаны четырехходовые краны разного вида: а) Z-образный кран и б) пробковый кран.

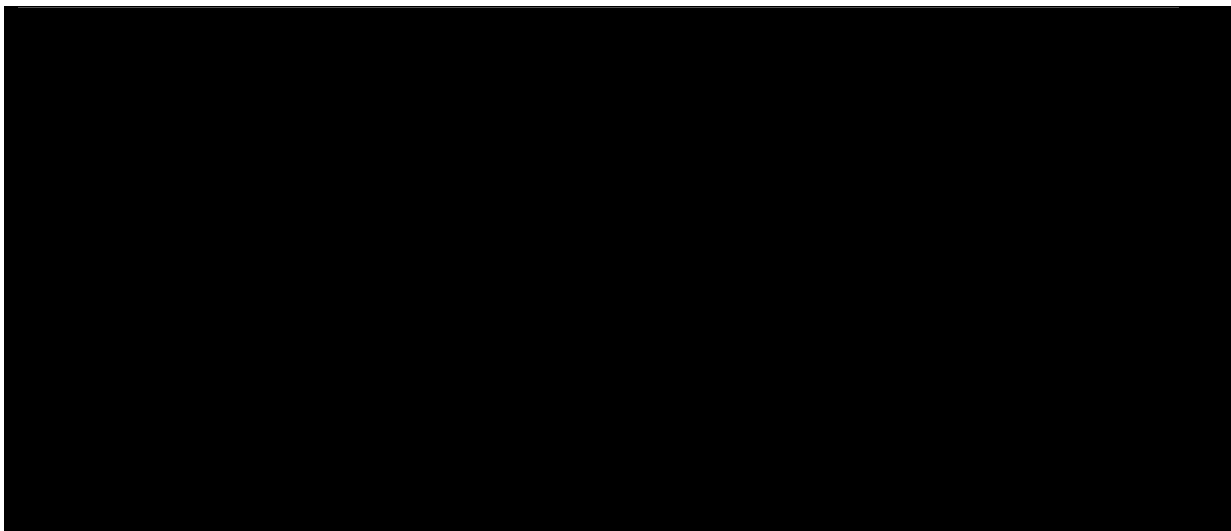


Рисунок 6. – Схема четырехходового крана. а) – Z-образный, б) пробковый.

а) 1 – корпус; 2 – Z-образный переключатель; 3 – манжета.

б) 1 – корпус; 2 – пробковый переключатель; 3 – манжета.

В цилиндрическом корпусе 1 находится Z-образный переключатель 2, способный поворачиваться вокруг вертикальной оси и уплотнённый по периферии манжетой 3. Поворот крана осуществляется с помощью гидроцилиндра. Схема переключения потока ясна из рисунка. Для уменьшения сил трения и предотвращения разрушения манжеты при повороте крана манжета выполнена в виде трубки из полиуретана, внутренняя полость которой заполнена маслом. После поворота крана внутрь манжеты подаётся давление, трубка расширяется и осуществляется герметизация крана. Перед очередным поворотом давление внутри манжеты снижается, уменьшается её сечение и исключается трение при повороте крана. Такая конструкция четырёхходового крана применена, в ТПУ “Smith Meter Inc” [9].

Кроме детекторов установка может иметь датчики, сигнализирующие о положении поршня и о стадиях работы: пуск поршня, проход через детекторы, приход в камеру и т.д. Наличие таких датчиков облегчает управление ТПУ. Все установки должны иметь приборы (датчики) для измерения температуры стенок, жидкости и давления на входе и выходе из установки. Для обеспечения полной

автоматизации процесса поверки ТПУ снабжаются датчиками температуры и давления.

В описанных установках применяются поршни, выполненные в виде полого шара. Внутренняя полость шара заполняется жидкостью, для чего он снабжается клапаном, заделанным в стенку. К материалу и конструкции поршня предъявляются жесткие требования:

- ⇒ стойкость к измеряемой среде;
- ⇒ высокая механическая прочность и прочность на истирание;
- ⇒ высокая эластичность;
- ⇒ стойкость к воздействию температуры от минус 50 до +50 °С;
- ⇒ низкий коэффициент трения;
- ⇒ конструкция поршня должна позволять изменять его диаметр путём закачивания жидкости под избыточным давлением.

Указанным требованиям удовлетворяют эластомеры типа полиуретанов. Толщина стенок поршня 25 - 50 мм и более в зависимости от диаметра. При работе ТПУ диаметр поршня должен быть больше внутреннего диаметра труб калиброванного участка (так называемый “натяг”), чтобы исключить протечки жидкости между поршнем и стенками труб и отставание поршня от жидкости. Для получения сигнала при прохождении поршня используются различные типы детекторов. Наибольшее распространение получили простые надежные и точные детекторы электромеханического типа. Принцип работы такого детектора заключается в том, что поршень воздействует на шток с закруглённым концом, нижний конец которого входит внутрь трубы на 5-10 мм, а последний – через систему рычагов на контакты микропереключателя (см. рисунок 7). Контакты коммутируют цепь, по которой подаётся необходимый сигнал для начала или окончания отсчёта импульсов сигнала ТПР. Основным требованием к детекторам является их высокая точность, т.е. способность фиксировать прохождение поршня в одной и той же точке с небольшим расхождением.

Величиной этого расхождения и может быть выражена погрешность детекторов. От погрешности детекторов зависит длина калиброванного участка, следовательно, габариты и металлоемкость ТПУ

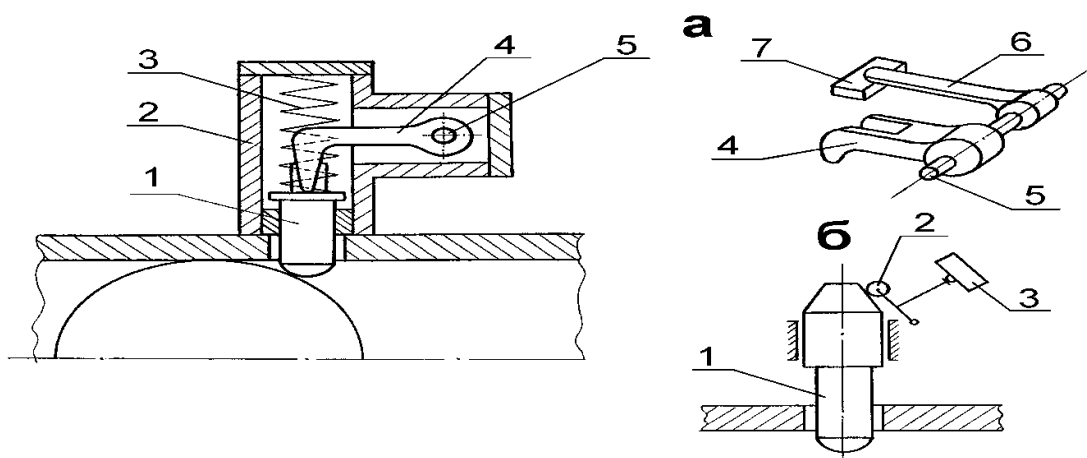


Рисунок 7. – Схема детекторов.

❖ **а** 1 – шток; 2 – корпус; 3 – пружина; 4 – рычаг; 5 – ось; 6 – толкатель; 7 – микропереключатель.

❖ **б** 1 – шток; 2 – толкатель; 3 – микропереключатель.

Чем меньше погрешность детекторов, тем меньше может быть длина калиброванного участка. Вторичный прибор ТПУ в общем случае обеспечивает:

- ⇒ управление исполнительными органами ТПУ с контролем, индикацией операций и блокировкой аварийных ситуаций;
- ⇒ автоматическое измерение параметров (количества импульсов выходного сигнала ТПР, температуры, давления);
- ⇒ индикацию расхода жидкости;
- ⇒ автоматическую обработку и регистрацию результатов поверки ТПР или счётчиков;
- ⇒ ручной ввод постоянных параметров.

Контроль метрологических характеристик (КМХ) рабочего преобразователя расхода, по стационарной установке, производится следующим образом: нефть, пройдя рабочую ИЛ, поступает в стационарную ТПУ, из которой поступает в выходной коллектор. Четырехходовой кран

формирует направление потока и изолирует по очереди входящий и выходящий потоки из ТПУ. Промывочная система включает промывочную емкость и блок насоса с соответствующими клапанами и контрольно-измерительными приборами. Промывочная система БИК также состоит из промывочной емкости и насоса. Промывка осуществляется перед поверкой ТПУ по весоизмерительной установке. Промывка БИК осуществляется по мере необходимости. Поверка стационарной ТПУ с помощью поверочной установки на базе эталонного мерника и весов по ГОСТ 8.510-84. «Государственная поверочная схема для средств измерений (счетчиков) объема жидкости» [11].

Поверочная установка соответствует требованиям ГОСТ 8.400-80 «Мерники металлические образцовые. Методы и средства поверки» [12]. и МИ 1972-95 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые» [13]. в ее состав входят:

- емкость-хранилище;
- накопительная емкость;
- эталонный мерник 1 разряда;
- весы с комплектом гирь;
- насос с электродвигателем;
- расходомер;
- технологические трубопроводы с запорной и регулирующей арматурой. Насос, расходомер и регуляторы расхода обеспечивают требуемый расход при поверке ТПУ согласно МИ 1972-95 [13].

Объем накопительной емкости –  $8 \text{ м}^3$ .

Объем эталонного мерника составляет –  $1,0 \text{ м}^3$ .

Перед поверкой из стационарной поверочной установки дренируются остатки нефти, производится промывка ТПУ при помощи промывочной системы.

Закрываются задвижки на входе нефти в ТПУ и к ТПУ подключается поверочная установка. Поверочная жидкость – вода питьевая.

Для поверки эталонного мерника предусмотрена специальная отдельная емкость с дистиллированной водой и насосом, установленные на отдельной раме.

#### **2.3.4 Система сбора и обработки информации (СОИ)**

СОИ представляет собой комплекс средств сбора и обработки информации, устройств ввода и вывода информации, устройств сопряжения, индикации и регистрации результатов, блоков питания и искрозащиты, вторичных приборов и вспомогательных устройств [14].

Для обработки информации используются отечественные и импортные специализированные или общепромышленные вычислительные устройства, обеспечивающие выполнение заданных функций.

Тип вычислительного устройства и конкретный состав СОИ определяются в зависимости от выполняемых ими функций и типа используемых преобразователей расхода и СИ, входящих в состав СИКН.

В общем случае СОИ выполняет следующие функции:

а) прием и обработку сигналов датчиков с БИЛ, БФ, БИК, вычисление и накопление результатов измерений:

- массы продукта брутто;
- объема продукта, приведенного к нормальным условиям, (если это необходимо);
- среднего значения плотности, температуры продукта и давления;

б) индикацию параметров:

- объема продукта с начала смены (откачки);
- массы продукта брутто с начала смены (откачки);
- расхода продукта по каждой измерительной линии;
- текущего значения плотности;
- текущих значений давления и температуры продукта в БИЛ и БИК;

в) автоматический и ручной вывод на печать и регистрация результатов измерений в виде двухчасовых и сменных отчетов или об откачке партии продукта;

- г) программное управление автоматическим пробоотборником;
- д) ручной ввод значений плотности, температуры и давления при отказе датчиков или их отсутствии;
- е) хранение введенных в память СОИ постоянных величин при отключении электроэнергии;
- ж) должна быть обеспечена возможность пломбирования органов управления, с помощью которых можно воздействовать на результаты измерений;
- з) передачу в систему сбора информации текущего значения объема или массы и плотности продукта по сортам (по заказу потребителя);
- и) управление запорной арматурой;
- к) управление поверочной установкой;
- л) регулирование расхода и давления;
- м) возможность изменения программного обеспечения.

СОИ может выполнять следующие дополнительные функции (задаваемые потребителем):

а) при использовании ТПР - аппроксимацию градуировочной характеристики их в виде функции зависимости коэффициента преобразования от обобщенного параметра или частоты.

б) передачу в блок обработки поверочной установки следующих параметров:

- плотности продукта;
- температуры продукта;
- давления;
- выходного сигнала поверяемого и контрольного преобразователя расхода;

в) автоматическую обработку результатов поверки преобразователей расходов с оформлением протоколов поверки на цифropечатающем устройстве;

г) сигнализацию и регистрацию предельных значений измеряемых параметров (расхода продукта через БИЛ, температуры, давления в БИЛ и БИК, разности давлений на БФ, расхода через БИК, плотности и вязкости продукта);

д) сравнение показаний двух параллельно работающих датчиков плотности (при наличии двух плотномеров) и выдача сигнала при появлении больших расхождений между ними;

е) обработка сигналов датчиков по двум независимым каналам СОИ, самодиагностика каждого канала и отключение отказавшего канала;

ж) расчет массы продукта нетто при автоматическом или ручном вводе содержания примесей в продукте.

Число каналов преобразования сигналов преобразователей расхода должно соответствовать числу измерительных линий СИКН.

Возможность выполнения СОИ всех или части дополнительных функций и число каналов зависит от типа процессора, состава СОИ и определяется потребителем.

### **2.3.5 Устройство для определения свободного газа (УОСГ 100 СКП)**

Свободным, в существующей практике, принято считать газ, находящийся в нефти в виде пузырьков различной дисперсности. Он всегда существует в нефти после ее сепарации. Его количество увеличивается со снижением давления и повышением температуры. Повышение давления и снижение температуры способствуют уменьшению его объема. Содержание свободного газа в нефти является причиной завышения показаний турбинных счетчиков и занижения плотности нефти [15].

Для автоматического контроля наличия в потоке нефти свободного газа в отечественной практике используются ультразвуковые индикаторы ИФ-1. Поскольку величина получаемого в нем сигнала зависит не только от объема газа, но и от дисперсности пузырьков и ряда других факторов, то достоверность фиксации его появления в нефти часто вызывает сомнение.

Содержание свободного газа в нефти определяют периодически, в соответствии с графиком, утвержденным руководителями предприятий

грузоотправителя и «-----». Результат измерений содержания свободного газа распространяют на весь период с момента обнаружения до его следующего определения.

Для измерений содержания свободного газа в нефти на ПСП применяют стационарные или переносные средства измерений. Измерения выполняют в соответствии с МИ 2575-2000 [15]. Содержание свободного газа зависит от условий сепарации и свойств жидкости. Газ, находясь в жидкости в виде пузырьков, изменяет показание объёмных счётчиков на такую долю, какую долю сам составляет в жидкости, т.е. если объём газа в жидкости составляет 2%, то показание счётчика повысится на 2%. Точно учесть содержание свободного газа при определении объёма и массы нефти очень трудно по двум причинам. Во-первых, содержание свободного газа непостоянно и может изменяться в зависимости от условий сепарации (расхода жидкости, вязкости, уровня в сепараторах и т.д.). Во-вторых, технические средства для непрерывного измерения содержания газа в потоке в настоящее время находятся в разработке. Имеющиеся средства, например, устройство для определения свободного газа УОСГ-100 СКП, позволяют производить измерения только периодически и дают не очень достоверные результаты. Единственным способом борьбы с влиянием свободного газа является улучшение сепарации жидкости, чтобы исключить свободный газ или свести его к минимуму. Для уменьшения влияния газа узлы учёта нефти необходимо устанавливать на выкиде насосов. При этом объём газа уменьшается за счёт сжатия.

При организации учёта сырой нефти необходимо исследовать описанные факторы и принять меры для уменьшения влияния их на точность учёта.

Объём свободного газа трудно измерить и учесть ввиду отсутствия средств измерения объёма свободного газа в потоке. Легче не допустить выделения газа путем улучшения сепарации жидкости и регулирования давления на УУН.

Прибор УОСГ-100 СКП (рисунок 8) используется для определения содержания свободного газа и определения поправок в показания турбинных счетчиков, качества сепарации и физических характеристик углеводородосодержащих жидкостей. Принцип измерения основан на том, что при изотермическом сжатии пробы газожидкостной смеси, после ее перехода из двухфазного в однофазное состояние, характер зависимости давления от изменения объема пробы становится линейным.

Прибор позволяет отбирать пробу нефти или нефтепродукта с сохранением термодинамических условий по давлению и температуре, сжимать ее при той же температуре до требуемого значения давления и фиксировать величину изменения объема пробы.

УОСГ – 100 СКП используется для определения содержания свободного газа в нефти МИ 2575-2000 [32]. и других углеводородных жидкостях. Кроме того, он может использоваться для определения коэффициентов сжимаемости и термического расширения этих продуктов.

Контроль свободного газа необходим для введения поправок в показания объемных счетчиков при учете нефти и нефтепродуктов, а также оценки качества их сепарации. Информация о коэффициентах сжимаемости и термического расширения необходима, когда условия измерения по  $P$  и  $T$  отличаются от условий, при которых необходимо учитывать объем продукта.

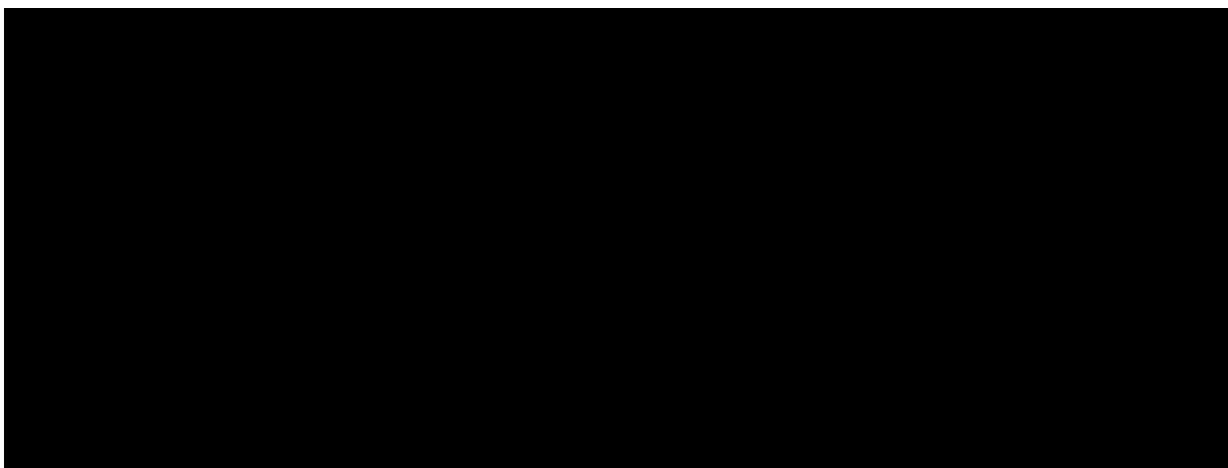


Рисунок 8 – Прибор УОСГ-100 СКП.



высокого давления, входящему в комплект прибора. Наличие местного сопротивления обеспечивает постоянный проток продукта через прибор. Для производства измерения с помощью клапанов производится отбор пробы продукта и переключение потока на термостатирующую рубашку. После этого продукт сжимается, и снимаются показания давления и объема. Метод и техническое средство имеют существенные недостатки. Измерения выполняются обученным персоналом с применением ручного труда и затратой на один замер не менее 15 минут без учета подготовительных работ.

### 2.3.6 Автоматическая пробоотборная система

Автоматизированная пробоотборная система «CLIF МОСК «TRUE-CUT CS-1» на рисунке 10, собирает пропорциональные расходу пробы протекающих жидкостей, функционируя просто и экономично. Корпус пробоотборника состоит из камеры отбирающего устройства для сбора пробы, 1/4-дюймового входного отверстия и электромагнитного привода клапана.

Когда расходомер или измерительно-управляющая система посылает на электромагнитный клапан электрический импульс, камера устройства отбора объединенной пробы соединяется с потоком, и прибор отбирает пробу. Когда пробоотборник обесточивается, обычно на 1,5 – 2 секунды, проба выбрасывается в пробоприемник.

Контроллер True Cut CD-20A обладает следующими характеристиками:

Функциональная возможность подсчета импульсов;

Отбор 1 пробы/1 импульс,

(1 пробы/1,2с) до 1 пробы/999000 импульсов (1пробы/9900 с),

Питание: 115 В переменного тока, 50/60 Гц, 1ф.

Автоматический пробоотборник предназначен для отбора средней так называемой объединенной пробы продукта из трубопровода за отчетный период (смену, сутки) или из перекаченной партии продукта. По отобранной в лаборатории пробе определяются параметры качества продукта, которые не измеряются автоматически в процессе перекачки: содержание воды, солей, механических примесей, серы, давления насыщенных паров и других параметров. Хотя пробоотборник не является средством измерения, но он может оказывать существенное влияние на точность определения массы нетто продукта. К отбираемой пробе предъявляются очень серьезные требования: во-первых проба должна быть представительной т.е. ее состав и свойства должны соответствовать составу и свойствам продукта, протекающего по трубопроводу, во-вторых она должна сохранять свои состав и свойства во времени.

Выполнение этих требований зависит от метода отбора проб и конструкции пробоотборника. Обычно объединенная проба собирается из отдельных проб одинакового объема, отбираемых из трубопровода через равные промежутки времени или равные откаченные дозы продукта.

Автоматический пробоотборник устанавливаются или непосредственно на трубопроводе, или на байпасе в блоке контроля качества. Продукт отбирается из трубопровода в блоке контроля качества через пробозаборное устройство, соответствующее требованиям ГОСТ 2517 [8].

### **3 Контроль и учёт показателей качества товарной нефти**

При добыче, транспортировании и поставках нефти на нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ), перекачке продуктов по нефтепродуктопроводам используются динамические измерения. При динамических измерениях, как видно из названия, количество и параметры качества нефти измеряются в динамике в процессе перекачки по нефтепродуктопроводу. Для измерения параметров потока применяются поточные приборы – счетчики-расходомеры, плотномеры и анализаторы качества.

Динамические измерения позволяют почти полностью автоматизировать процесс учета, резко сократить капитальные и эксплуатационные затраты и повысить точность учета продукта.

Какова должна быть точность учета нефти? На первый взгляд кажется, что чем точнее учет, т.е. чем меньше погрешность определения массы нефти, тем лучше. В самом деле, погрешность учета нефти представляет собой неопределенность, которая может включать в себя любые виды потерь: прямые потери, приписки и т.д. Причем, знак погрешности (положительный или отрицательный) не имеет никакого значения, т.к. положительная погрешность для одной стороны (например, поставщика) будет отрицательной для другой стороны (потребителя). В любом случае появляется возможность покрытия потерь или приобретения некоторого несуществующего количества продукта той или другой стороной. Довольно большие количества такой существующей только “на бумаге” нефти и нефтепродуктов циркулируют в документах и по ним производятся взаимные расчеты.

С этой точки зрения погрешность измерения массы нефти или ее какая-то доля может быть приравнена к прямым потерям. Если повысить точность измерений, то разность между прежним и достигнутым значениями погрешности можно рассматривать как дополнительное количество нефти, сэкономленное и введенное в товаро-денежный оборот. Однако беспрестанно повышать точность учета невозможно, т.к. снижение погрешности измерений

связано с затратами средств на научно-исследовательские и другие работы по совершенствованию методов и средств измерений, реконструкции объектов, замене устаревшего оборудования и т.д. Причем, затраты средств растут не пропорционально снижению погрешности, а гораздо быстрее. Может настать момент, когда затраты на снижение погрешности измерений достигнут и даже превысят получаемую от этого экономию. Дальнейшее снижение погрешности возможно только при использовании более совершенных и дешевых средств измерений. Таким образом, точность учета нефти и нефтепродуктов должна выбираться с учетом состояния, стоимости, возможностей используемых технических средств измерений и достигаемого при этом экономического эффекта.

В соответствии с ныне действующим с 2004 г. ГОСТ Р 8.595-2004 «Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» [10], в сферах распространения государственного метрологического контроля и надзора, определено, что все измерения массы продукта, транспортируемого по трубопроводам, в мерах вместимости и мерах полной вместимости должны соответствовать требованиям к МВИ массы продукта. А именно при динамических измерениях для автоматизированных систем учета нефти была принята допустимая погрешность измерения массы нефти 0,25% по массе брутто и 0,35% по массе нетто.

Под погрешностью измерения в данном случае понимают – обобщенную погрешность всех результатов измерений массы продукта при точном выполнении всех требований МВИ.

Построенные до 1986 г. узлы учета нефти (УУН) не могли обеспечить такую погрешность измерений. Потребовалось провести целый ряд мероприятий, направленных на совершенствование методов измерений и максимальное использование возможностей имеющегося оборудования: изменение режимов перекачки нефти с целью сужения диапазона расходов, метрологическая аттестация и поверка счетчиков в узком диапазоне расходов с использованием их с фактическим значением погрешности, оснащение УУН

трубопоршневыми установками (ТПУ), создание лабораторий для поверки плотномеров и анализаторов качества, разработка нормативно-технических документов, регламентирующих методы измерений, метрологической аттестации и поверки УУН.

Система автоматизированного учета нефти в нашей стране была внедрена в 80-х годах. Созданию такой системы способствовали большие научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, проведенные бывшим Октябрьским филиалом ВНИИКАНЕФТЕГАЗ, Гипровостокнефть, ПО “Союзнефнеавтоматика” (ныне АО “Нефтеавтоматика”), ВНИИР, ВНИИСПТ нефть и другими организациями. В результате этих работ был разработан и организован выпуск целого ряда средств измерений и автоматизации - турбинных счетчиков, трубопоршневых установок (ТПУ), образцовых стендов, пробоотборников, блочных установок учета нефти и т.д. Была создана нормативная база для проектирования, строительства, наладки, технического, в том числе метрологического обслуживания узлов учета нефти и ТПУ. Усилиями бывшего министерства нефтяной промышленности и указанных выше организаций был налажен автоматизированный учет практически всей добываемой в стране нефти.

В соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004[10], пределы допускаемой относительной погрешности измерения, в процентах, при динамических измерениях для автоматизированных систем учета нефти была принята допустимая погрешность измерения массы нефти. Под погрешностью измерения в данном случае понимают обобщенную погрешность всех результатов измерений массы продукта при точном выполнении всех требований МВИ.

– массе брутто  $\pm 0,25$ ;

– массе-нетто  $\pm 0,35$ .

Для обеспечения данных значений погрешности, средства измерений, входящие в состав узлов учета, должны иметь следующие метрологические характеристики:

- предел допускаемой относительной погрешности преобразователей  
объемного расхода в рабочем диапазоне расходов и вязкости, в проц.  $\pm 0,15$

Абсолютная погрешность:

- датчика плотности, кг/м<sup>3</sup>  $\pm 0,5$
- преобразователей температуры (термометров), °C  $\pm 0,2$
- класс точности преобразователей давления БИЛ и БИК  $\pm 1,0$

Блок обработки информации системы СОИ должен иметь следующие метрологические характеристики:

- приведенная погрешность преобразования аналоговых сигналов  
давления и температуры в рабочей области значений влияющих  
величин, в процентах, не более  $\pm 0,2$
- относительная погрешность вычисления объема и массы при  
стабильных значениях входных сигналов, в процентах, не более  $\pm 0,05$

### 3.1 Контролируемые показатели качества товарной нефти

Показатели качества нефти при приеме, сдаче и транспортировке нефти по системе магистральных нефтепроводов должны соответствовать требованиям нормативных документов – ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» [3]. И «Схема нормальных (технологических) грузопотоков нефти в системе магистрального транспорта АО «АК «Транснефть».

Нефть принимают партиями. Партией считают любое количество нефти, каждую партию оформляется – "Акт-приёма" сдачи товарной нефти и сопровождается документом о качестве нефти, – "Паспорт качества нефти" по ГОСТ 1510-84 «Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение» [16].

Отбор проб проводят по ГОСТ 2517-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб» [8].

Согласно действующим в Российской Федерации стандартам, процедура контроля качества нефти требует проведения ряда испытаний, по следующим

показателям, согласно требований ГОСТ Р 51858-2002 [3]: Проводят приемосдаточные и периодические испытания.

Приемо-сдаточные испытания проводят для каждой партии нефти по следующим показателям:

- плотность,  $\text{кг/м}^3$  по ГОСТ 3900-00 [17], или с учетом МИ 2153-2004 [18];

Приведение плотности нефти при 20 °С к 15 °С выполняют по таблицам ГОСТ Р 8.599-2003 [19].

- массовая доля серы, % по ГОСТ Р 51947 [20];

- массовая доля воды, % по ГОСТ 2477-65 [21];

- массовая концентрация хлористых солей,  $\text{мг/дм}^3$  по ГОСТ 21534-76 [22];

- давление насыщенных паров, кПа (при приеме нефти для транспортировки по системе магистрального транспорта) по ГОСТ 1756-2000 [23].

Периодические испытания выполняют в сроки, согласованные сдающей и принимающей сторонами, но не реже 1 раза в 10 дней по следующим показателям:

- массо.вую долю парафина по ГОСТ 11851-85 [24]

- выход фракций по ГОСТ 2177-99 (метод Б) [25];

- массовую долю сероводорода по ГОСТ Р 50802-95 [26];

- массовую долю метил и этилмеркаптанов по ГОСТ Р-50802 [26];

- массовую долю органических хлоридов по ГОСТ Р 52247-2004 [27].

Показатели «выход фракций» и «массовая доля парафина» определяют при приеме нефти в систему магистральных нефтепроводов и при сдаче нефти на экспорт.

Для определения массовой доли механических примесей, массовой доли органических хлоридов и парафина составляют накопительную пробу равных количеств нефти всех суточных объединенных проб за период между измерениями, отобранных по ГОСТ 2517-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб» [8].

Давление насыщенных паров, выход фракций, содержание сероводорода и легких меркаптанов определяют по точечным пробам нефти.

Остальные показатели качества нефти определяют по объединенной пробе нефти, отобранной по ГОСТ 2517-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб» [8].

Содержание свободного газа в нефти определяют не реже одного раза в месяц, а так же по требованию одной из сторон.

Результаты периодических испытаний заносят в паспорт качества испытуемой партии нефти и в паспорта всех партий до очередных периодических испытаний.

При несоответствии результатов периодических испытаний по любому показателю требованиям ГОСТ Р 51858-2002 [3]. испытания переводят в категорию приемосдаточных для каждой партии до получения положительных результатов не менее чем в трех партиях подряд.

По физико-химическим свойствам, степени подготовки, содержанию сероводорода и легких меркаптанов нефть разделяют на классы, типы, группы, виды.

В зависимости от массовой доли серы нефть подразделяют на классы 1-4 (Таблица 2)

Таблица 2 – Классы нефти

| Класс нефти | Наименование         | Массовая доля серы, % | Метод испытаний                                                                                                                    |
|-------------|----------------------|-----------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1           | Малосернистая        | До 0.6 включительно   | ГОСТ Р 51947-2002 «Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии» [20]. |
| 2           | Сернистая            | от 0.61 до 1.80       |                                                                                                                                    |
| 3           | Высокосернистая      | от 1.81 до 3.50       |                                                                                                                                    |
| 4           | Особовысокосернистая | более 3.50            |                                                                                                                                    |

По плотности и фракционному составу, а при поставке на экспорт – по массовой доле парафина нефть подразделяют на пять типов. (Таблица 3)

Таблица 3 – Типы нефти.

| Наименование показателя                  | Норма для нефти типа |              |             |              |             |              |                    |              |             |                  |                                          |
|------------------------------------------|----------------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|--------------------|--------------|-------------|------------------|------------------------------------------|
|                                          | Особо легкая (0)     |              | Легкая (1)  |              | Средняя (2) |              | Высокоернистая (3) |              |             | Битуминозная (4) |                                          |
|                                          | Для РФ               | Для экспорта | Для РФ      | Для экспорта | Для РФ      | Для экспорта | Для РФ             | Для экспорта |             | Для РФ           | Для экспорта                             |
| Плотность, кг/м <sup>3</sup> , при 20 °С | Не более 830.0       |              | 830.1-850.0 |              | 850.1-870.0 |              | 870.1-895.0        |              | Более 895.0 |                  | ГОСТ 3900-85 [17].<br>МИ 2153-2001 [18]. |
| Выход фракций, %<br>200 °С<br>300 °С     | 30<br>52             |              | 27<br>47    |              |             | 21<br>42     |                    |              |             |                  | ГОСТ 2177-99 [21].                       |
| Массовая доля парафина, %<br>не более    | 6,0                  |              |             |              |             |              |                    |              |             |                  | ГОСТ 11851-85 [24].                      |

Если по одному из показателей (плотности или выходу фракций) нефть относится к типу с меньшим номером, а по другому – к типу с большим номером то нефть признают соответствующей типу с большим номером.

По степени подготовки нефть разделяют на группы 1-3 (таблица 4).

Таблица 4 – Группы нефти

| Наименование показателя                                              | Норма для группы                            |     |     | Метод испытаний                                                                               |
|----------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------|-----|-----|-----------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                                      | 1                                           | 2   | 3   |                                                                                               |
| Массовая доля воды, %, не более                                      | 0.5                                         | 0.5 | 1.0 | ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды» [21].                 |
| Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более | 100                                         | 300 | 900 | ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» [22].                    |
| Массовая доля механических примесей, %, не более                     | 0.05                                        |     |     | ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей» [28]. |
| Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более                | 66.7<br>(500)                               |     |     | ГОСТ 1756-2000 «Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров» [23].                   |
| Массовая доля органических хлоридов, ppm, не более                   | Не нормируется.<br>Определение обязательно. |     |     | ГОСТ Р 52247-2004 «Нефть. Методы определения хлорорганических соединений» [27].               |

Если по одному из показателей (плотности или выходу фракций) нефть относится к типу с меньшим номером, а по другому – к типу с большим номером то нефть признают соответствующей типу с большим номером. По массовой доле сероводорода и легких меркаптанов нефть подразделяют на виды 1-3 (таблица 5).

Таблица 5 - Виды нефти

| Наименование показателя                                         | Вид нефти |    |     | Метод испытаний                                                                          |
|-----------------------------------------------------------------|-----------|----|-----|------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                                 | 1         | 2  | 3   |                                                                                          |
| 1.Массовая доля сероводорода, ррт, не более                     | 20        | 50 | 100 | ГОСТ Р 50802-95 «Нефть. Метод определения сероводорода, метил-, и этилмеркаптанов» [26]. |
| 2.Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, ррт, не более | 40        | 60 | 100 |                                                                                          |

Нормы по показателям таблицы 4 являются факультативными.

Определение обязательно для набора данных.

Нефть должна соответствовать требованиям таблиц 3 и 4. Нефть, поставляемая для экспорта, должна иметь массовую долю воды не более 0.5 %, массовую концентрацию хлористых солей не более 100 мг/дм<sup>3</sup> (соответствовать требованиям таблицы 2 группы 1).

### 3.2 Средства измерения для автоматического контроля показателей качества нефти

Показатели качества нефти определяют стандартизованными лабораторными методами в соответствии с требованиями ГОСТ Р - 51858 [3]:

– Плотность нефти допускается определять анализаторами плотности, погрешность которых не хуже погрешности стандартизованных лабораторных методов (поточными или лабораторными).

Определение показателей качества нефти может быть проведено с применением анализаторов, прошедших испытания с целью утверждения типа по ПР 50.2.009-94 «Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения испытаний и утверждения типа средств измерений» [29].

Погрешность анализаторов: не хуже установленных стандартизованными методами. При применении автоматизированных анализаторов, в которых МВИ реализованы алгоритмами и программными

средствами, разработку и аттестацию дополнительных МВИ не осуществляют [30].

Допускается определение показателей, составляющих балласт нефти, проводить анализаторами, имеющими сертификат Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Госстандарта РФ) об утверждении типа, и при наличии соответствующих МВИ, аттестованных в установленном порядке [30].

На УУН применяются различные средства измерений как отечественные, так и импортные, соответствующие по своим метрологическим, эксплуатационным характеристикам предъявляемым требованиям.

Выбор между отечественными и импортными средствами измерений в основном определяется в большинстве случаев двумя факторами: надежностью, в первую очередь метрологической, и стоимостью. Отечественные средства измерений, способные конкурировать по метрологическим характеристикам с импортными и имеющие более низкую стоимость, уступают последним по надежности из-за низкого качества изготовления.

Ниже приводится описание некоторых средств измерений, используемых в СИКН.

### **3.2.1 Поточный плотномер «SOLARTRON 7835»**

Плотномер Solartron 7835 предназначен для измерения плотности в потоке жидкости в непрерывном режиме, с последующим сохранением и отображением, например, на компьютере. Принцип измерения плотности 7835 плотномера основана зависимости частотных характеристик чувствительного элемента датчикат от плотности измеряемой жидкаости (вгибраиозннй метод измерения плотности). Плотномер Solartron 7835 главным образом применяется в промышленности, где необходимы измерения плотности с более высокой точностью, как, например, в системах коммерческого учета нефти. Он обладает высочайшей точностью и превосходной повторяемостью измерений при

рабочих условиях трубопровода. Вибрирующий элемент изготавливается из Ni-Span-C, чтобы обеспечить превосходную долговременную стабильность показаний и низкую зависимость измерений от температуры. Другие элементы, контактирующие с рабочей средой, изготавливаются из нержавеющей стали 316L [31].

#### **Особенности.**

- ⇒ Все соединения сварные - качество как у трубы.
- ⇒ Защита от воздействия окружающей среды по классу IP65.
- ⇒ Проток пробы жидкости полным сечением через прибор.
- ⇒ Непрерывные высокоточные измерения.
- ⇒ Нечувствителен к способу установки, промышленной вибрации, скорости потока и давлению.
- ⇒ Искробезопасное исполнение.
- ⇒ Не нуждается в техническом обслуживании.

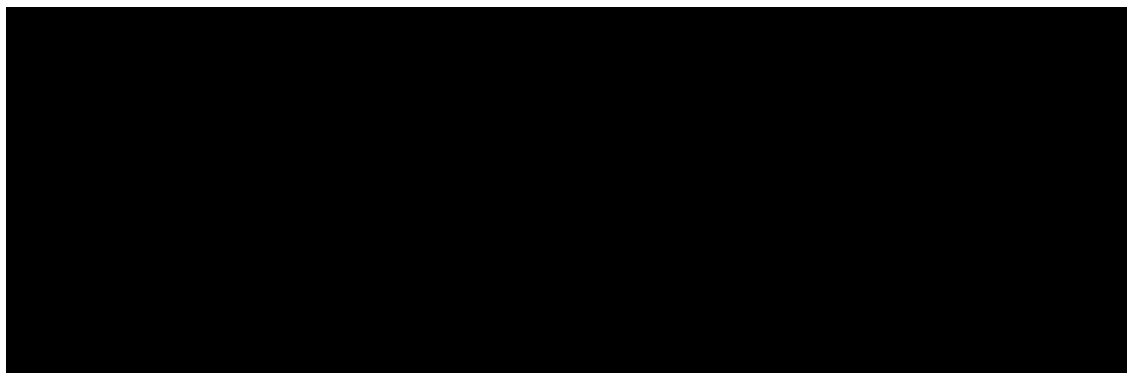


Рисунок 13 – Поточный плотномер 7835 "Solartron"[31].

На рисунке 14 изображена схема поточного плотномера 7835.

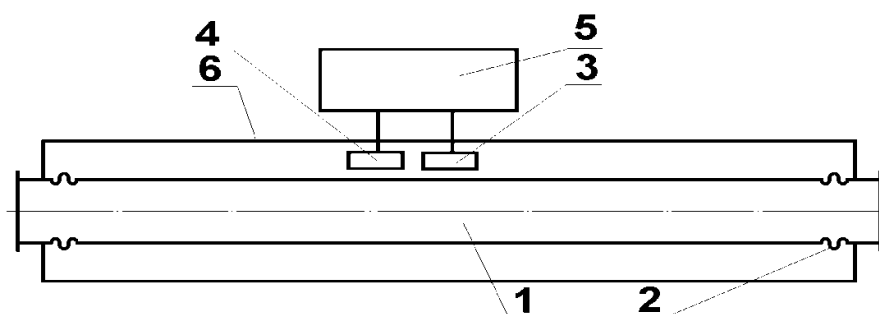
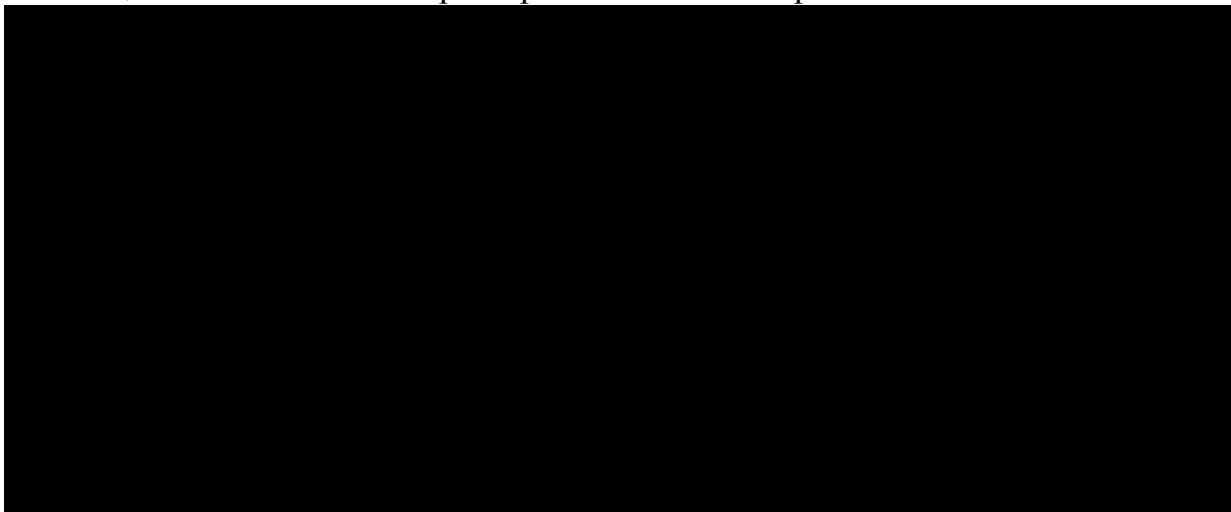


Рисунок 14 – Схема поточного плотномера 7835 "Solartron"[31]

1 – Резонатор; 2 – Сильфон; 3 – Возбуждающая катушка (электромагнит);  
4 – Приёмная катушка; 5 – Электронный преобразователь; 6 – Корпус.

Технические характеристики плотномера 7835 “Solartron”, представлены в Таблице 6.

Таблица 6 – Технические характеристики плотномера 7835 “Solartron”.



Единицей плотности в международной системе (СИ) является килограмм на кубический метр ( $\text{кг/м}^3$ ). Применяется также внесистемная единица – тонна на кубический метр ( $\text{т/м}^3$ ).

Плотность продукта измеряется в динамике с помощью автоматических плотномеров. Наибольшее распространение получили вибрационные плотномеры, принцип работы которых основан на зависимости между параметрами упругих колебаний трубки, заполненной жидкостью, или помещенного в ней тела, и плотностью жидкости. Наибольшую точность, надежность имеют вибрационные частотные плотномеры, в которых измеряют функционально связанную с плотностью жидкости частоту (период) собственных колебаний резонатора, представляющего собой вместе с системой возбуждения и обратной связи, электромеханический генератор. Частота колебаний такого генератора зависит только от параметров резонатора (формы, размеров, жесткости, массы резонатора и жидкости в нём).

Резонатор может иметь одну или две параллельных трубки. На рисунке 7. [27]. изображена схема вибрационного плотномера с однотрубным резонатором.

Резонатор 1 выполняется в виде трубки, которая через упругие элементы (сильфоны) 2 соединяется с подводящим и отводящим трубопроводами. Трубка изготавливается из специального сплава с низким коэффициентом термического расширения. Внутренняя поверхность для исключения отложений отполирована. Частота колебаний трубки измеряется с помощью приемной катушки 4 и подаётся в электронный преобразователь 5. В последние годы в основном используются датчики плотности фирмы “Solartron” типа 7835 с однотрубным резонатором. Датчик можно монтировать в любом положении, но если имеется вероятность появления газа (паров) в продукте, датчик рекомендуется устанавливать в вертикальном положении и подавать поток снизу вверх. Если в продукте имеются твердые включения, то продукт рекомендуется подавать сверху вниз.

Внутренний диаметр трубки датчика 23,6 мм, поэтому способ его монтажа зависит от общего расхода продукта в магистральном трубопроводе. Расход продукта через датчик фирмой не лимитируется, но он должен быть таким, чтобы скорость жидкости в нём была близка к скорости в магистральном трубопроводе. Обычно датчик плотности устанавливают на байпасе в блоке контроля качества нефти и нефтепродуктов (БКН).

Датчик плотности 7835 применяется или в комплекте с преобразователем (компьютером), поставляемым фирмой “Solartron”, или в комплекте с системой обработки информации, с которыми соединяется через искробезопасные барьеры той же фирмы.

### 3.2.2 Преобразователь вязкости Solartron 7829

Преобразователь вязкости Solartron 7829 - это последняя разработка компании Mobrey в заслужившей широкое признание серии датчиков камертонного типа. Вискозиметры серии 7829 были разработаны специально для применения в нефтяной и химической промышленности. Помимо известной точности и надёжности, присущей вискозиметрам Solartron 7829 имеет конфигурируемое микропроцессорное электронное устройство, которое производит полную обработку сигналов, расчёт значений вязкости и плотности при линейных условиях, расчет значений плотности при стандартных условиях (с помощью разработанных для нефтяной индустрии методов, базирующихся на стандартах API), диагностику внутри самого датчика [32].

Эксплуатационные достоинства вискозиметра вибрационного типа:

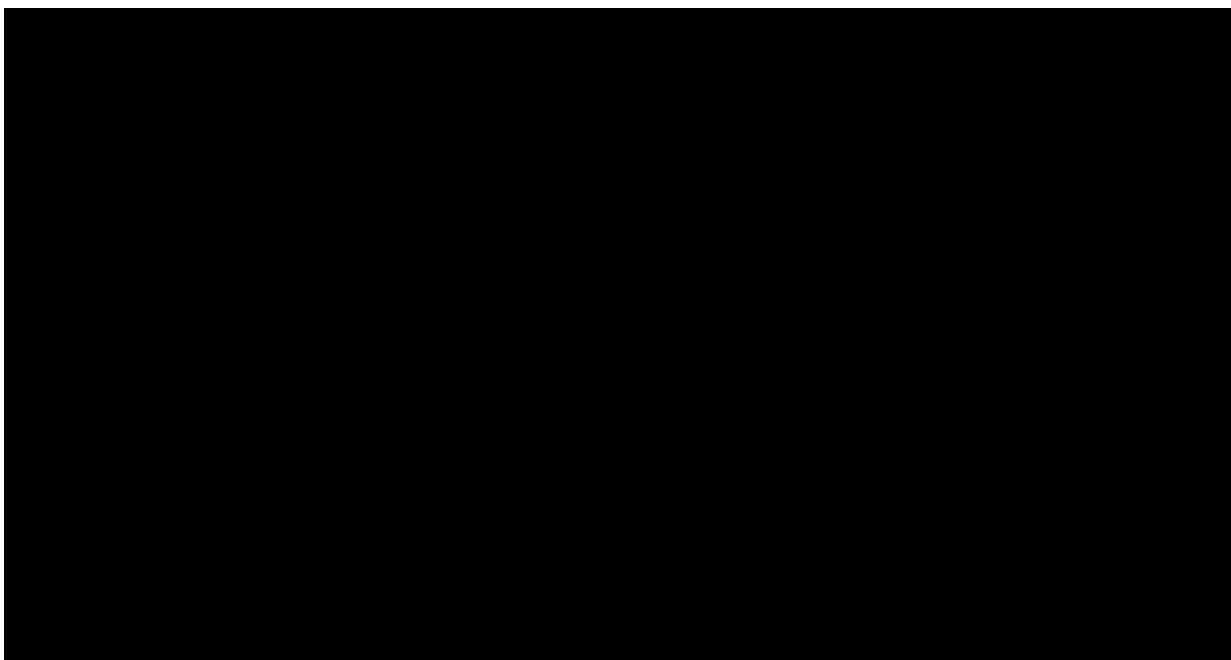
- ⇒ Прочность конструкции;
- ⇒ Стабильные и точные измерения;
- ⇒ Способность работы при наличии твёрдых примесей и газа;
- ⇒ Заводская калибровка;
- ⇒ Отсутствие движущихся частей;
- ⇒ Широкий выбор материалов и фитингов;
- ⇒ Не нужна фильтрация;
- ⇒ Не нужно текущего техобслуживания;
- ⇒ Перекалибровки не нужны совсем или нужны редко;
- ⇒ Нечувствительность к вибрации;
- ⇒ Измерения вязкости в режиме реального времени;
- ⇒ Сертифицирован для использования в опасных зонах;
- ⇒ Выходной аналоговый сигнал 4-20мА пропорционально вязкости;
- ⇒ Минимальное техобслуживание;
- ⇒ Надёжность в полевых условиях.

Плотность жидкости определяется путем измерения резонансной частоты. Одновременное измерение плотности позволяет измерять не только динамическую, но и кинематическую вязкость. Вискозиметр имеет несколько

диапазонов измерения вязкости. Если вязкость жидкости выходит за установленный диапазон, то в электронном преобразователе предусмотрено автоматическое переключение на другой диапазон. Вискозиметр Solartron 7829 легко монтируется в байпасную линию, трубу, открытую емкость, агрегат высокого давления или проточный камеру подачи пробы. Имеющийся выбор материалов конструкции и фланцевых соединений позволяет использовать вискозиметр Solartron 7829 для различных применений.

В таблице 7 представлены технические характеристики вязкости Solartron 7829.

Таблица 7 – Технические характеристики преобразователя вязкости 7829 “Solartron”.



Принцип работы:

Чувствительный элемент вискозиметра представляет собой простой камертон, поддерживаемый электроникой в резонансе. На рисунке 15 показано – резонансная частота определяется плотностью среды, а демпфирование вибрации, относящееся обратно пропорционально к фактору добротности, пропорционально вязкости, т.е. при повышении вязкости среды  $Q$  уменьшается. Вискозиметр 7829 измеряет резонансную частоту в точке А (ранняя точка - ЗдБ), а потом в точке В (поздняя точка -ЗдБ), см. рис. По этим двум замерам прибор определяет ширину полосы В-А, резонансную частоту  $(A+B)/2$ , и,

следовательно, коэффициент добротности (резонансная частота/ширина полосы), по которым рассчитываются плотность и вязкость жидкости.

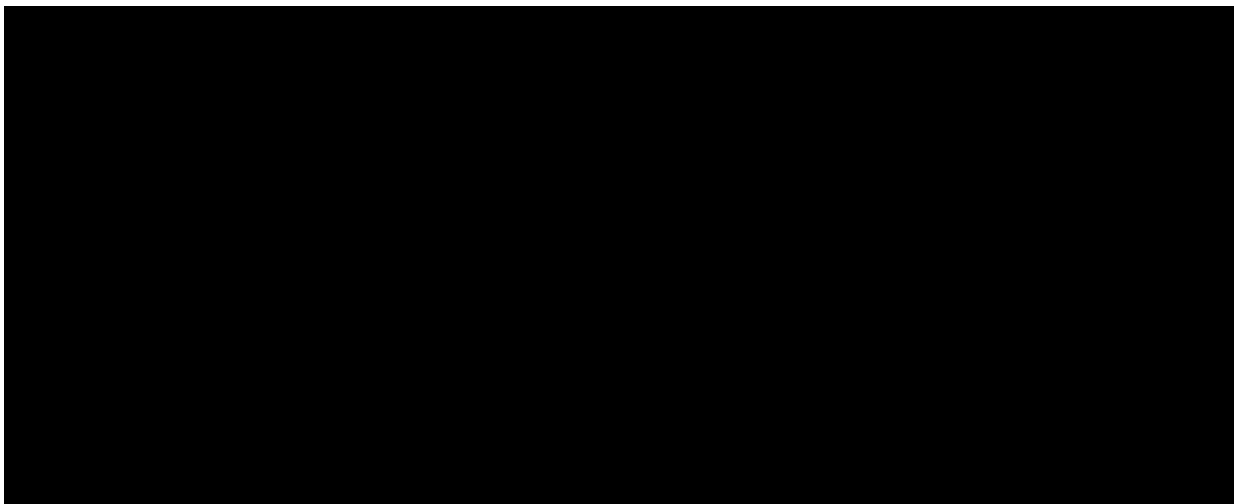


Рисунок 15 – Амплитуда колебаний вискозиметра Solatron 7829 [32]

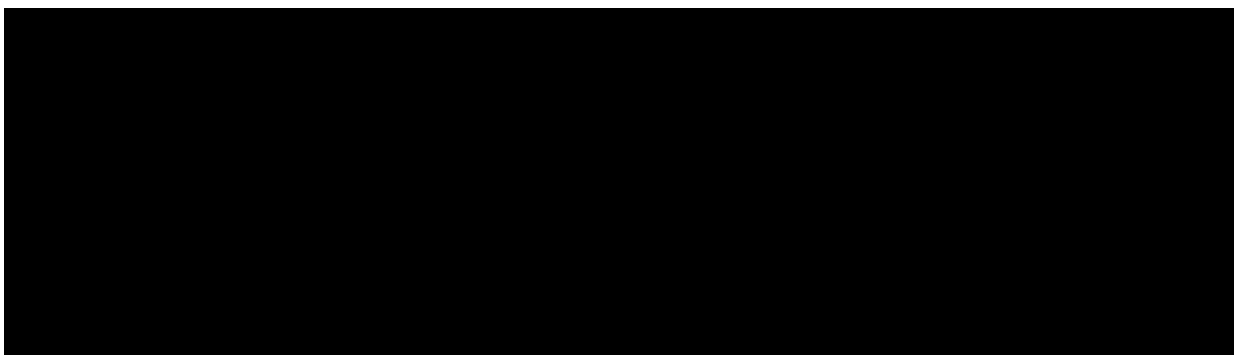


Рисунок 16 – Общий вид вискозиметр Solatron 7829 [32]

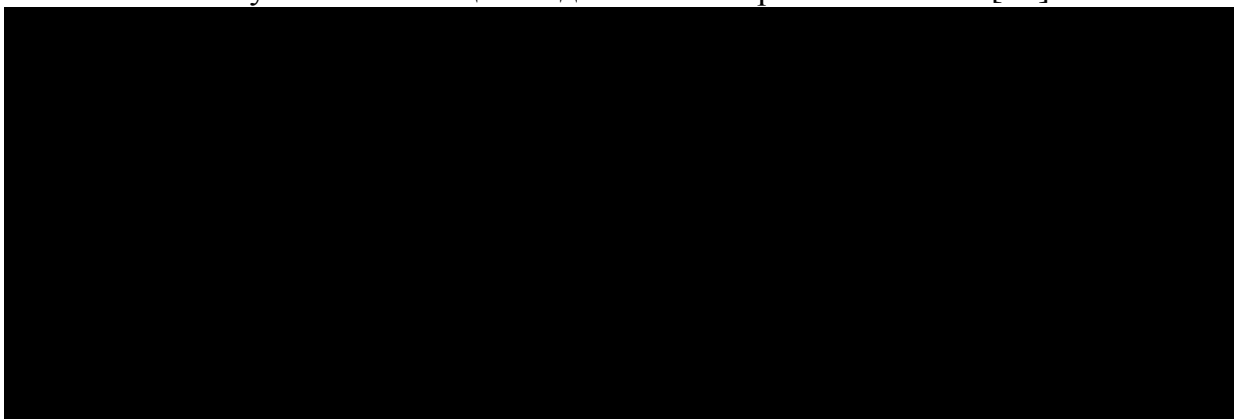


Рисунок 17 – Схема установка вискозиметра 7829 на трубопроводе [32]

Вискозиметр состоит из датчика вязкости и блока управления. Датчик вязкости содержит измерительную трубку, в которой находится стальной шарик, в нижней части – безконтактный датчик, фиксирующий конец падения

шарика, в верхней части – стопор, удерживающий шарик. Трубка установлена в корпусе под углом  $60^\circ$  к горизонтали. Жидкость подается в датчик из трубопровода через трехходовой соленоидный клапан, в одном положении которого жидкость поступает в кольцевое пространство между корпусом и измерительной трубкой и уходит через верхний выход корпуса, в другом положении клапана жидкость поступает в измерительную трубку, поднимая вверх шарик. Минимальный расход жидкости для подъема шарика не менее 5 л/мин, а максимальный – не более 20 л/мин. Жидкость протекает непрерывно, а вязкость измеряется циклически. Каждый цикл состоит из фазы вытеснения и фазы измерения. При фазе вытеснения включается соленоидный клапан и жидкость подается в измерительную трубку, при этом шарик поднимается вверх до упора в стопор (длительность фазы вытеснения задается в зависимости от диапазона измерения). Затем соленоидный клапан переключается, вход в измерительную трубку закрывается и открывается вход в кольцевое пространство. Шарик при этом падает в неподвижной жидкости. Чувствительный элемент бесконтактного датчика улавливает момент достижения шариком нижней точки и посылает сигнал в блок управления. Временной интервал между моментами начала падения шарика и достижением им нижней точки представляет собой фазу измерения. Блок управления отсчитывает длительность падения шарика и вырабатывает аналоговые сигналы вязкости и плотностного коэффициента вязкости  $d\mu/d\rho$  в виде 4-20 мА. На лицевой панели индицируется вязкость жидкости в пределах от 0 до 99,9 % (от верхнего предела). По истечении заданного промежутка времени датчик плотности снова переходит в фазу вытеснения и процесс измерения повторяется многократно.

Минимальная длительность цикла измерения и его отдельных фаз выбирается из таблицы 8.

Таблица 8 – Минимальная длительность цикла измерения

|  |  |
|--|--|
|  |  |
|--|--|

Контроль МХ поточных вискозиметров проводится не реже чем 1 раз в 10 дней. Показания вискозиметра сравнивают с результатами измерения вязкости нефти полученными в лаборатории по точечной пробе по ГОСТ 33-2000 (метод определения вязкости вискозиметрами для непрозрачных нефтепродуктов) [28].

Результаты полученных значений оперативный персонал фиксирует в «Журнале контроля метрологических характеристик вискозиметров».

Если разность между показанием вискозиметра и результатом измерения вязкости нефти, полученными в лаборатории, превышает допустимый предел, необходимо:

- ⇒ В случае если разность зафиксирована на рабочем вискозиметре, перевести его в режим «резервный», соответственно резервный вискозиметр переводят в режим «рабочий»;
- ⇒ Установить причину отклонения (проведение внепланового ТО-2) и произвести повторный контроль метрологических характеристик.

Если результаты повторного контроля отрицательны, преобразователь вязкости демонтируют, проводят ревизию (ремонт) с последующей поверкой.

### 3.2.3 Преобразователь влагосодержания поточный

В последнее десятилетие произошли масштабные изменения в области добычи и переработки нефти: появилась необходимость коммерческого учета добываемой нефти с высокой степенью обводненности (содержание воды порой превышает 90%), появились поточные влагомеры с новыми принципами работы, влагомеры с диапазоном измерений объёмного влагосодержания 0 – 100%, в том числе, иностранного производства, точность измерений поточных влагомеров повысилась. В работе проведен обзор существующих методов и средств измерений объёмного влагосодержания нефти и нефтепродуктов. Показано, что рабочие средства измерения работают в диапазоне объёмного влагосодержания  $0 \div 100\%$ , в то время как Государственная поверочная схема и Государственный специальный эталон ГЭТ 87-75 обеспечивают передачу единицы только до 60% рабочего диапазона. В связи с этим назрела необходимость совершенствования Государственного первичного специального эталона единицы объёмного влагосодержания нефти [33]. В результате проведенных работ создан новый технологический комплекс, состоящий из гидравлического контура, средств измерений для определения параметров исходных компонентов смесей нефть-вода, устройства для глубокой осушки нефти, устройств и вспомогательных средств, обеспечивающих термостатирование создаваемой смеси и поддержания микроклимата в помещении эталона.

Воспроизведение эталоном единицы объёмного влагосодержания основано на методе создания водонефтяной смеси с заданным влагосодержанием путем точного дозирования компонентов и создания на их основе равномерной смеси. Дозирование осуществляется в массовых долях, переход от массовых долей воды к объёмным осуществляется на основании предварительно определенных параметров исходных компонентов смеси (плотности, начального влагосодержания, солесодержания).

Влагомер нефти погружные модели LI (далее – влагомер) фирмы «Phase Dynamics, Inc», США, на рисунке 18, предназначен для измерения низкого

содержания воды в нефти нефтепродуктах в объемных долях воды в процентах (влагосодержания в углеводородных жидкостях в процентах [34].

Влагомер используются в составе блоков измерения показателей качества нефти (БИК) и систем измерений количества и показателей качества нефти(СИКН), а также для контроля влагосодержания в нефти в процессе ее подготовки.

Измеряемая среда – товарная нефть, транспортируемая потребителю. Принцип действия влагомеров основан на изменении частоты высокочастотного сигнала при изменении влагосодержания в протекающей жидкости.

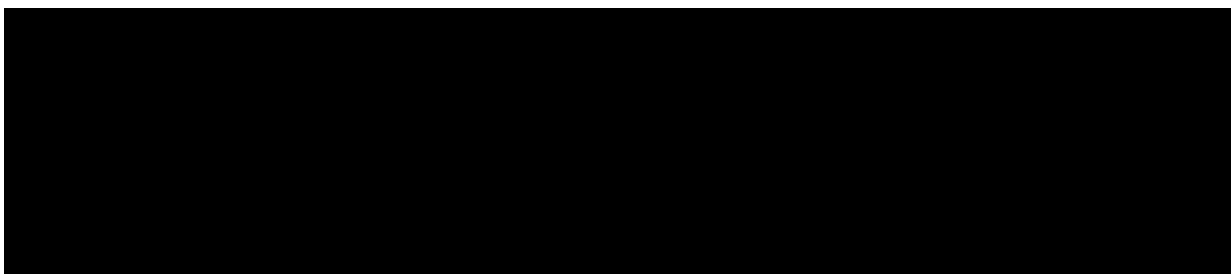


Рисунок 18 – Общий вид преобразователь влагосодержания поточный «Phase Dynamics, Inc» [34].

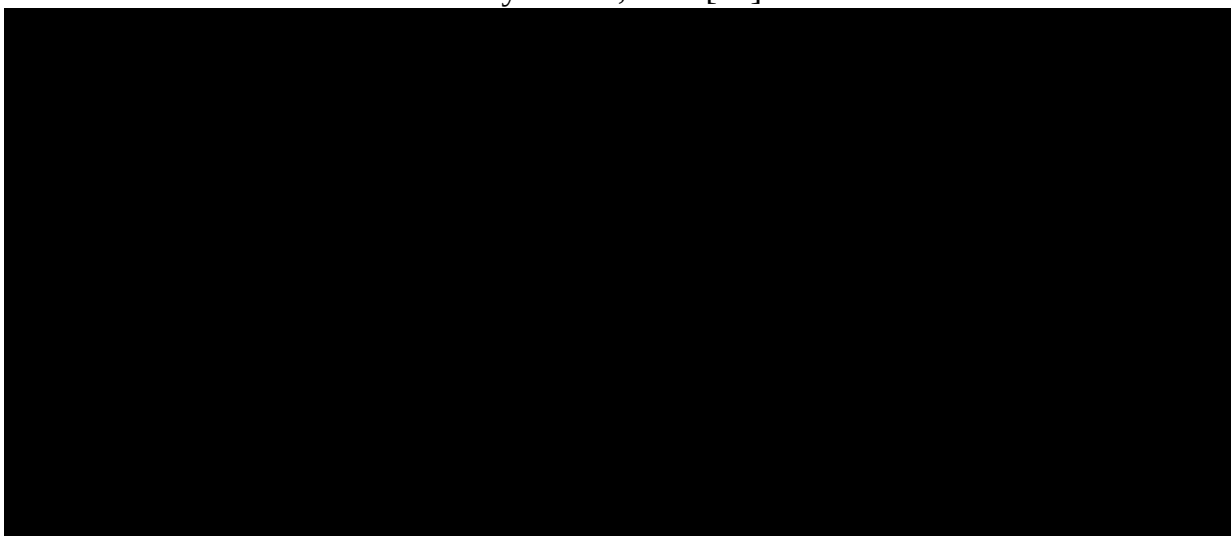


Рисунок 19 – Схема влагомера нефти погружная модель LI фирмы «Phase Dynamics, Inc» [34]

Влагомер состоит из первичного преобразователя и вторичного устройства (электронного блока). Первичный преобразователь включает в себя генератор (источник высокочастотного излучения) и сенсор в виде коаксиального волновода.

Первичный преобразователь, помещается (полностью погружается) в основной поток жидкости. Он снабжен преобразователем температуры для коррекции показаний влагомера в зависимости от температуры измеряемой среды.

Электронный блок обеспечивает преобразование частоты генератора во влагосодержание в процентах по объему, коррекцию показаний влагомера по температуре, плотности и ряду других параметров пользователя, отображение результатов измерений на дисплее, диагностику состояния влагомера, формирование сигнала превышения предельного значения влагосодержания. Выходные сигналы влагомера передаются в цифровом (K\$ 485) и аналоговом виде в измерительно-вычислительные комплексы.

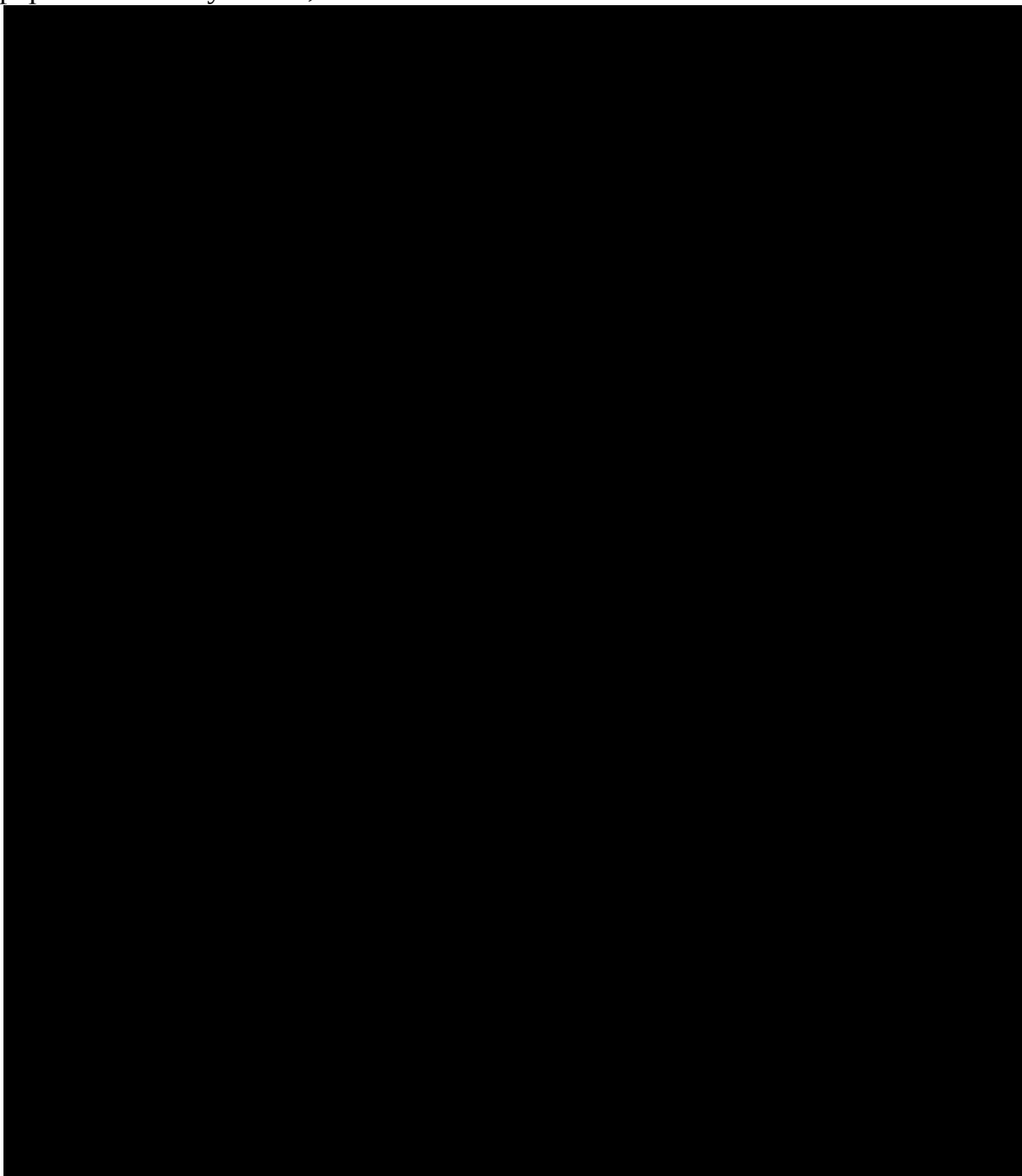
Влагомер снабжен функцией коррекции показаний в зависимости от плотности анализируемой жидкости. Для обеспечения заданной точности измерений влагомер должен использоваться в комплекте с поточным плотномером, подключаемым к электронному блоку.

Величина плотности вводится в аналоговом или частотном виде. Электронный блок допускает конфигурацию сигналов в соответствии с применяемым оборудованием на месте эксплуатации влагомера.

При отсутствии поточного плотномера величина плотности вводится вручную в электронный блок в соответствии с руководством по эксплуатации на влагомер. Составные части влагомера выполнены в соответствии с требованиями на взрывозащищенное электрооборудование группы П по ГОСТ Р 51330.0-99 [35] «Электрооборудование взрывозащищенное. Общие требования». Взрывозащита устройств соответствует требованиям ГОСТ Р 51330.0-99 [35].

Влагомер имеет маркировку взрывозащиты и может устанавливаться во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок согласно гл. 7.3 ПУЭ, гл. 3.4 ПЭЭП [36] и другим директивным документам, регламентирующим применение электрооборудования во взрывоопасных зонах. Основные технические характеристики Влагомера погружная модель LI фирмы «Phase Dynamics, Inc» в таблице 9.

Таблица 9 – технические характеристики Влагомера LI  
фирмы «Phase Dynamics, Inc»



## 5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В настоящей работе рассматривается система измерения количества и показателей качества нефти СИКН приёмо-сдаточного пункта «-----».

Задачей выпускной квалификационной работы, является анализ работы системы измерения количества и качества нефти (СИКН). Обоснование экономической эффективности СИКН является целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

### 5.1 Стоимость обслуживания оборудования СИКН

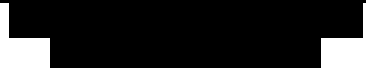
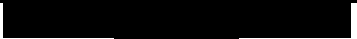
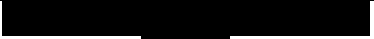
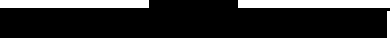
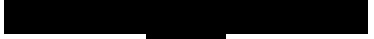
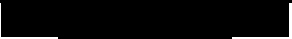
Для ПСП «-----» обслуживание СИКН – работы, которые выполняют подрядные организации. Стоимость обслуживания оборудования СИКН составляет ----- руб. в год. Расчет стоимости обслуживания по единицам оборудования представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Расчет стоимости обслуживания СИКН

| №   | Наименование оборудования | Единица измерения | Стоимость обслуживания, руб. | Итого     |                   |
|-----|---------------------------|-------------------|------------------------------|-----------|-------------------|
|     |                           |                   |                              | Стоимость | Средняя стоимость |
| 1   | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 2   | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 3   | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 4   | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 5   | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 6   | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 7   | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 8   | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 9   | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 10  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 11  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 12  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 13  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 14  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 15  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 16  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 17  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 18  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 19  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 20  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 21  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 22  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 23  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 24  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 25  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 26  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 27  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 28  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 29  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 30  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 31  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 32  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 33  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 34  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 35  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 36  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 37  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 38  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 39  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 40  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 41  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 42  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 43  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 44  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 45  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 46  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 47  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 48  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 49  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 50  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 51  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 52  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 53  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 54  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 55  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 56  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 57  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 58  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 59  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 60  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 61  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 62  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 63  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 64  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 65  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 66  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 67  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 68  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 69  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 70  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 71  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 72  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 73  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 74  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 75  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 76  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 77  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 78  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 79  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 80  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 81  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 82  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 83  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 84  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 85  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 86  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 87  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 88  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 89  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 90  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 91  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 92  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 93  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 94  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 95  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 96  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 97  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 98  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 99  | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |
| 100 | Оборудование СИКН         | шт.               | 10000                        | 10000     | 10000             |



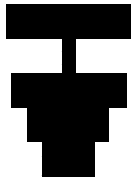
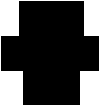
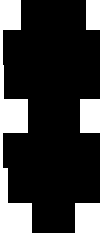
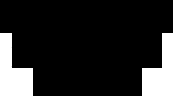
Окончание таблицы 12

| 1                                                                                   | 2                                                                                  | 3                                                                                  | 4                                                                                   | 5                                                                                     | 6                                                                                     |
|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
|    |   |   |   |    |    |
|    |   |   |   |    |    |
|    |   |   |   |    |    |
|    |   |   |   |    |    |
|    |   |   |   |    |    |
|    |   |   |   |    |    |
|    |   |   |   |    |    |
|    |   |   |   |    |    |
|    |   |   |   |    |    |
|    |   |   |   |    |    |
|    |  |  |  |   |   |
|  |                                                                                    |                                                                                    |                                                                                     |  |  |







|                                                                                     |                                                                                     |                                                                                     |                                                                                     |                                                                                     |                                                                                       |                                                                                       |
|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
|  |  |  |  |  |   |  |
|  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |





избежать аварий и остановок технологического процесса. В течение ----- года на ПСП не было ни одной внеплановой остановки оборудования и аварии.

## **5.2 Ресурсосбережение и ресурсоэффективность**

Для выполнения всего объема работ в расчетные сроки и с максимально эффективным использованием ресурсов, проектом предусмотрены:

- максимальная индустриализация и механизация всех трудовых процессов на СИКН;
- применение прогрессивной технологии при выполнении всех процессов, а именно при обслуживании оборудования, выполнении работ по контролю качества товарной нефти, а также максимально возможное их совмещение;
- оснащение специалистов, проводящих контроль качества товарной нефти, высокопроизводительными приборами, машинами и механизмами;
- своевременное обеспечение материально-техническими ресурсами.

## **6 Социальная ответственность**

### **Производственная и экологическая безопасность эксплуатации приёмо-сдаточного пункта «-----»**

Важнейшей задачей при производстве работ на магистральном нефтепроводе, при эксплуатации блока измерения качества товарной нефти, приемо-сдаточного пункта «-----», является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности.

#### **6.1 Производственная безопасность**

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при эксплуатации блока измерения качества товарной нефти.

К опасным производственным факторам на объекте относятся факторы, по ГОСТ 12.0.003-74 [40], которые могут привести к травме, а к вредным – факторы, которые могут привести к заболеванию. Опасные и вредные факторы (ОВПФ) делятся на физические, химические, биологические и психофизиологические. Объекты нефтепроводного транспорта, как носители опасных и вредных факторов, относятся к категории повышенной опасности.

#### **Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

Основные физические опасные и вредные производственные факторы:

- движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;
- повышенная или пониженная температура;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенный уровень вибрации;
- пониженная или повышенная влажность воздуха повышенная или пониженная подвижность воздуха;
- напряжение в электрической сети, замыкание которой может произойти через тело человека;

- повышенный уровень статического электричества; - недостаточная освещенность рабочей зоны;
- расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли.

Опасные и вредные свойства нефти и входящих в ее состав легких и тяжелых углеводородных фракций (газожидкостной нефтегазовой среды), в том числе:

- взрыво - и пожароопасность нефтегазовой среды;
- токсичность нефтегазовой среды;
- химическая агрессивность отдельных фракций и компонентов нефтегазовой среды;

Основными опасными и вредными химическими факторами являются нефть и ее пары, которые относятся к 3 классу опасности:

- способность нефтегазовой среды проникать в закрытые полости и пространства, здания и сооружения, скапливаться в различных углублениях и распространяться на большие расстояния и площади по воздуху, земле, и водной поверхности [40].

Биологические микроорганизмы (бактерии, вирусы, грибы, простейшие и др.) и макроорганизмы (растения и животные).

Психофизиологические – тяжесть и напряженность труда. Создание безопасных и здоровых условий труда на производстве предусматриваются уже в процессе проектирования. Были созданы нормальные санитарно – гигиенические условия на рабочих местах, а также проведена оценка условий труда по степени вредности и опасности на рабочем месте.

Таблица 15 – Характеристика опасного вещества, нефть.

| Наименование параметра                                                                                                                                                                                                                                              | Параметр                                                                                    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1                                                                                                                                                                                                                                                                   | 2                                                                                           |
| 1. Название вещества:<br>Химическое торговое:                                                                                                                                                                                                                       | Нефть<br>Нефть товарная                                                                     |
| 2. Формула:<br>Эмпирическая структурная                                                                                                                                                                                                                             | $C_nH_mO_xN_yS_z$<br>Не приводится, так как нефть – сложная смесь углеводородов с примесями |
| 3. Состав, %:<br>Основной продукт<br>Примеси<br>сера<br>хлористые соли<br>мех. примеси<br>вода<br>балласт                                                                                                                                                           | 99,93 – 99,08<br><br>0,4-1,3<br>0,001-0,008<br>0-0,013<br>0,06-0,48<br>0,066-0,492          |
| 4. Общие данные:<br>молекулярный вес<br>температура кипения, °C<br>плотность при 20 °C, кг/м <sup>3</sup>                                                                                                                                                           | 190-379<br>101-300<br>833-870                                                               |
| 5. Данные о взрывопожароопасности:<br>температура вспышки, °C<br>температура самовоспламенения, °C<br>температурные пределы воспламенения, °C:<br>нижний<br>верхний                                                                                                 | (-35)-(-23)<br>300<br><br>-35<br>-14                                                        |
| 6. Концентрационные пределы взрываемости,<br>мг/м <sup>3</sup> ; нижний<br>верхний<br>скорость выгорания, см/час<br>скорость нарастания прогретого слоя, см/час<br>температура прогретого слоя, °C<br>температура пламени, °C                                       | <br><br>3-12<br>24-36<br>130-160<br>1100                                                    |
| 7. Данные о токсической опасности:<br>ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup><br>ПДК в атмосферном воздухе, мг/м <sup>3</sup><br>ПДК в атмосферном воздухе максимальная<br>разовая, мг/м <sup>3</sup><br>Летальная тксодоза, мл/л<br>Пороговая тксодоза, мл/л | 300<br>5<br>1,5<br><br>227<br>0,3-0,494                                                     |
| 8. Запах                                                                                                                                                                                                                                                            | Специфический                                                                               |

Окончание Таблицы 15

|                                                             |                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|-------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 9. Коррозионное воздействие                                 | Нефтяные углеводороды коррозионнонеагрессивны, коррозионность товарной нефти низкая и обусловлена примесями: сера и ее соединения, вода, хлористые соли                                                                                                                          |
| 10. Меры предосторожности                                   | Не допускать концентрации паров нефти в атмосферном воздухе и воздухе рабочей зоны более предельно допустимых. Соблюдать правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов.                                                                                      |
| 11. Средства защиты органов дыхания. Средства защиты кожи.  | Изолирующий противогаз ИН-4; изолирующие шланговые противогазы. ПШ-1 и ПШ-2; фильтрующий противогаз марки А. Спецодежда и обувь согласно РД БТ 39-0147098-001-86 [33]. рекомендации по применению спецодежды и обуви для работников ПСП                                          |
| 12. Методы перевода вещества в безвредное состояние         | На месте разлива организуется сброс нефти в резинотканевые емкости с последующей отправкой на ПСП. Грунт, пропитанный нефтью, также собирается и рекультивируется биоспособом.                                                                                                   |
| 13. Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества | При остром отравлении вынести пострадавшего из отравленной зоны. Освободить от стесняющей дыхание одежды. Покой, тепло, сладкий чай, настойка валерьяны или пустырника. При резком ослаблении или остановке дыхания- приступить к искусственному дыханию, вызвать скорую помощь. |

Основными профилактическими мероприятиями, исключающими контакт обслуживающего персонала с вредными веществами, являются:

- ⇒ полная герметизация всего технологического процесса перекачки;
- ⇒ выбор оборудования из условия максимального возможного давления в нем;
- ⇒ контроль и управление технологическим процессом.

⇒ Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

Вследствие вредных факторов отрицательно воздействующих на человека работники нефтяной промышленности, в частности, работники на ПСП данного нефтепровода проходят предварительный медицинский осмотр в соответствии с ТК РФ [41] и приказом министерства здравоохранения РФ № 280/88 от 05.10.14 в сроки, определенные лечебным учреждением [42].

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

Вследствие вредных факторов отрицательно воздействующих на человека работники нефтяной промышленности, в частности, работники на ПСП данного нефтепровода проходят предварительный медицинский осмотр в соответствии с ТК РФ и приказом министерства здравоохранения РФ № 280/88 от 05.10.95 в сроки, определенные лечебным учреждением [42].

### **Превышение уровней шума**

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА [43].

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- ⇒ совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- ⇒ использование средств звукоизоляции (звуко-изолирующие кожухи); средств звукопоглощения.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши" и др.), заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство [43].

### **Превышение уровней вибрации**

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [44].

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

применением вибробезопасного оборудования и инструмента;  
применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;

### **Превышение уровней ионизирующих излучений**

В зависимости от группы критических органов в качестве основных дозовых пределов регламентирована предельно допустимая доза (ПДД). При облучении всего тела и для I группы критических органов установлено значение ПДД (для категории А) 50 мЭв (5 бэр) в год. Для II и III групп критических органов ПДД составляет 150 и 300 мЭв (15 и 30 бэр) в год соответственно [45].

– Основные профилактические мероприятия: уменьшение времени пребывания в зоне радиации; увеличение расстояния от источника излучения до работающего; установка защитных экранов; применение аппаратов с дистанционным управлением и др.

– Работающие с радиоактивными веществами должны быть обеспечены СИЗ от ионизирующих излучений в соответствии с санитарными правилами при работе с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений.

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Для производственных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за

исключением автодорог [46]. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [46].

### **Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны**

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет  $1,1...10 \text{ мг/м}^3$ , для природного газа ПДК равно  $300 \text{ мг/м}^3$  [32,36]. ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [47]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) –  $300 \text{ мг/м}^3$ .

- в качестве одорантов в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан ( $\text{C}_2\text{H}_5\text{SH}$ ), которые относятся ко 2-му классу опасности (вещества высокопасные). ПДК в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам  $1 \text{ мг/м}^3$ .

- ПДК сероводорода в присутствии углеродов ( $\text{C}_1\text{-C}_5$ ) –  $3 \text{ мг/м}^3$  (2-ой класс опасности).

- ПДК сернистого газа ( $\text{SO}_2$ ) в воздухе рабочей зоны  $10 \text{ мг/м}^3$  (3 класс – умеренно опасные вредные вещества).

- ПДК метанола ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) –  $5 \text{ мг/м}^3$ .

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

При работе с вредными веществами 1 -, 2 -, 3 - го классов опасности (ртуть, одорант, сероводород, метанол, диэтиленгликоль и т.д.) должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование СИЗ [48].

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны. Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РП-КМ и др.), защитных очках и комбинезонах.

### **Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.**

В летнее время года работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены, за счет предприятия СИЗ от гнуса и энцефалитного клеща [49]. Для того чтобы обеспечить более высокий экологический уровень природопользования, позволяющий на порядок снизить ущерб животному миру, необходимо применение щадящих технологий при производстве работ и прогрессивных методов пользования ресурсами фауны, заключающихся в следующем: – ограничить применение техники с большим удельным давлением на грунт, разрушающим почвенный покров, а также подземные ходы, норы, убежища животных.

### **Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования**

Скорость движения автотранспорта, по промышленной зоне ПСП и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/час на прямых участках и 5 км/час на поворотах.

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование [40].

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право.

### **Электрический ток**

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека, не должны превышать следующих значений [50,51]:

- переменный ток (частота 50 Гц) –  $U$  не более 2,0 В,  
 $I$  не более 0,3 мА;
- переменный ток (частота 400 Гц) –  $U$  не более 3,0 В,  
 $I$  не более 0,4 мА;
- постоянный ток –  $U$  не более 8,0 В,  $I$  не более 1,0 мА.

Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25 °С) и влажности (относительная влажность более 75 %), должны быть уменьшены в три раза [42].

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения и тем более прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки [51].

Для предотвращения опасных ситуаций должны быть предусмотрены средства электробезопасности: применение малых напряжений (12...42 В), защитное заземление (4...10 Ом), устройство защитного отключения.

Для защиты от поражения электрическим током персонала необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки.

Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные маски или очки и т.п.

Защита взрывоопасных сооружений и наружных установок от прямых ударов молнии выполняется отдельно стоящими молниеотводами и прожекторными мачтами с молниеотводами. Все металлические, нормально

нетоковедущие части электрооборудования, которые могут оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, присоединяются к защитному заземлению [51]. Для защиты от электрической индукции и отвода зарядов статического электричества все технологическое оборудование и аппараты заземляются путем присоединения к защитному контуру заземления или специально сооружаемому для этой цели очагу заземления.

Предусматривается глухое заземление нейтрали силовых трансформаторов на стороне низкого напряжения. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом.

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала от поражения электрическим током предусматривается защитное зануление и устройства защитного отключения (УЗО).

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, подлежат занулению путем электрического соединения с глухозаземленной нейтралью источника питания посредством нулевых защитных проводников.

### **Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением**

При несоблюдении правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудование, работающее под высоким давлением, обладает повышенной опасностью [52].

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть: внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима; конструкторские ошибки; изменение состояния герметизируемой среды; неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; ошибки обслуживающего персонала и т. д.

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются на:

- ⇒ оборудование, работающее под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа; баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения

сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;

- ⇒ цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50 °С превышает давление 0,07 МПа;
- ⇒ цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически [52].

Основным требованием к конструкции оборудования работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми. Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов должна быть возложена на специалиста, которому подчинен персонал, обслуживающий сосуды (начальник ПСП, начальник участка и т. д.).

### **Пожаро-взрывобезопасность на рабочем месте**

Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности ПСП разработаны с целью создания оптимальной системы противопожарной защиты, способной обеспечить необходимый уровень пожарной безопасности [53].

Пожарная безопасность на ПСП обеспечивается расположением зданий, сооружений и наружных установок в соответствии с противопожарными нормами, выбором конструкции и материалов зданий и сооружений, техническими мероприятиями. [46].

Составлен план ликвидации возможных аварий, утвержденный главным инженером предприятия и согласован с местными органами Госпожнадзора.

На территории объекта предусмотрены следующие противопожарные мероприятия [54].:

- все разрывы между зданиями и сооружениями приняты согласно противопожарным нормам;

- проезды на площадках запроектированы из условия обеспечения подъезда пожарных машин к сооружениям и оборудованию;

- размещение зданий и сооружений на площадке произведено с учетом пожарной и взрывной безопасности.

Для зданий и сооружений предусмотрены мероприятия, предотвращающие распространение пожара, ограничивающие площадь, интенсивность и продолжительность горения [55, 56].

- производственные здания запроектированы не ниже II степени огнестойкости из конструкций заводского изготовления;

- помещения с взрывопожароопасными и вредными производствами изолированы от помещений без повышенной опасности;

- в зданиях категории "А" для снижения тяжести возможного взрыва предусмотрены легкобрасываемые конструкции (ЛСК);

- в качестве ЛСК используется оконное остекление в наружных стенах, недостающая площадь компенсируется устройством участков легкобрасываемой кровли;

- полы во всех взрывоопасных помещениях предусмотрены из материалов, не дающих искры;

- на случай возникновения пожара проектом обеспечена возможность безопасной эвакуации находящихся в зданиях людей через эвакуационные выходы;

- количество запроектированных эвакуационных выходов из помещений, ширина проходов, коридоров и лестниц, а также максимальное расстояние от наиболее удаленных рабочих мест до выходов соответствует требованиям СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» [58]. и СНиП 31-03-2001 «Производственные здания» [59].;

- все производственные здания высотой до верха парапета более 10 м имеют выходы на кровлю по наружным (пожарным) металлическим лестницам.

Для предотвращения пожаров при эксплуатации производственных объектов ПСП, а также быстрой их ликвидации в случае возникновения, предусмотрены следующие мероприятия:

- применение герметичной системы приема, хранения, выдачи нефти и дизельного топлива;
- регулярный контроль состояния оборудования и трубопроводов;
- ПСП оснащена средствами пожаротушения в соответствии с требованиями Правилами противопожарного режима в РФ по перечню, согласованному с местными органами пожарного надзора [60].
- установка щитов со знаками пожароопасности на подходах к пожароопасным объектам;
- ручные средства пожаротушения размещены в доступных местах, обозначены знаками пожарной безопасности, в том числе знаком "НЕ ЗАГРОМОЖДАТЬ";
- помещения оснащаются огнетушителями. Для тушения электропроводки и электрооборудования применяются углекислотные огнетушители или порошковые (при тушении электрооборудования напряжением до 1000 В), при напряжении свыше 1000 В (до 10 000 В) – только углекислотные;
- противопожарные устройства находятся в исправном состоянии и готовы к применению в любое время суток;
- сети противопожарного водопровода находятся в исправном состоянии и обеспечивают требуемый по нормам расход воды на нужды пожаротушения. Проверка их работоспособности осуществляется не реже двух раз в год (весной и осенью);
- пожарные гидранты находящиеся в исправном состоянии, а в зимнее время утеплены и очищены от снега и льда;
- датчики пожарной сигнализации установлены согласно требованиям нормативно-технической документации;

- канализационные колодцы проверяются на загазованность газоанализатором не реже трех раз в год, а результаты заносить в журнал;

- молниеотводы и защитное заземление установки находятся в исправном состоянии и соответствуют предъявляемым к ним требованиям, их необходимо регулярно проверять с составлением актов и отметкой в специальном журнале;

- применение воздухонагревательных и отопительных приборов письменно согласовано с главным энергетиком предприятия. Воздухонагревательные и отопительные приборы в производственных помещениях нельзя загромождать посторонними предметами. Они размещены так, чтобы к ним был обеспечен свободный доступ для осмотра и очистки. Вентиляторы оборудованы дистанционным управлением;

- проход на ПСП находится под контролем дежурного персонала. Въезд автотранспорта без специального пропуска и искрогасителя запрещен;

- территория должна содержаться в чистоте. Горючий мусор, отходы производства систематически убираются с производственной территории в безопасное в пожарном отношении место, не допускается скопление разлитого нефтепродукта в лотках, колодцах и на технологических площадках. [61].

- на территории ПСП запрещается применять открытый огонь и курить. Курение разрешается только в специально отведенных и оборудованных местах (должны быть установлены урны или бочки для окурков, наполненные водой), согласованных с пожарнадзором и обозначенных надписью «Место для курения»;

- огневые работы разрешается проводить только по письменному разрешению, утвержденному начальником станции;

- регулярно (ежегодно) проводится очистка вентиляционных коробов систем вентиляции пожаробезопасными методами;

- обслуживающий персонал обучен приемам безопасного ведения технологических процессов и ликвидации возможных аварий.

Все оборудование, предусмотренное проектом, имеет сертификации в области пожарной безопасности государственной противопожарной службы МВД России.

## **6.2 Экологическая безопасность**

Отходы – непригодные для производства виды сырья, его остатки, которые не подвергаются утилизации в технологическом процессе, а также в результате определенного срока службы полностью или частично утратили свои потребительские качества и их дальнейшее применение уже не эффективно. Образование, сбор, накопление, хранение и первичная переработка отходов являются неотъемлемой составной частью технологических процессов, в ходе которых они образуются.[63].

Учету подлежат все виды отходов.

К опасным относятся отходы, обладающие хотя бы одним из опасных свойств:

- ⇒ – радиоактивность;
- ⇒ – инфекционность;
- ⇒ – взрывоопасность;
- ⇒ – огнеопасность;
- ⇒ – окислительная способность;
- ⇒ – коррозионность;
- ⇒ – экотоксичность;
- ⇒ – токсичность.

Контролю и учету должны подвергаться все места временного хранения отходов, образующихся на предприятии, и отходов потребления с учётом их физико-химических свойств. Контроль за соблюдением правил хранения отходов и своевременным вывозом осуществляется в соответствии с инструкцией «Порядок сбора, хранения и транспортировки отходов», разработанной на предприятии. Визуальный контроль проводится также госинспекторами местного комитета по охране окружающей среды и представителями Центра санэпиднадзора. Анализ почвы необходимо проводить

в местах временного хранения отходов или в целом по предприятию один раз в три года.

Загрязнение воздушного бассейна происходит в результате поступления в него:

- вредных веществ через вентиляционные патрубки магистральной и подпольной
- вредных веществ через неплотности фланцевых соединений технологического оборудования, запорно-регулирующей арматуры (ЗРА).

С целью минимизации и предупреждения вредного антропогенного воздействия должно быть выполнено следующее: проведены инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы, ознакомление его с особым режимом деятельности в водоохранных и санитарно – защитных зонах водотоков и водозаборов.

1) контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу непосредственно на организованных источниках;

2) контроль за соблюдением норм допустимых выбросов вредных веществ, установленных для объектов предприятия.

С целью снижения неорганизованных выбросов вредных веществ в атмосферу через неплотности аппаратов, арматуры, фланцевых соединений, уплотнений предусмотрены следующие мероприятия [64].

- применение герметичных аппаратов и трубопроводов под давлением;
- герметичность трубопроводов за счет максимального соединения элементов трубопроводов сваркой;
- применение технологического оборудования и запорно-регулирующей арматуры в соответствии с рабочими параметрами процесса и коррозионной активностью среды;
- предусмотрена система предохранительных клапанов для защиты аппаратов и трубопроводов от превышения давления;

- сброс нефти от предохранительных клапанов направляется в резервуары;
- оборудование резервуаров надежными и эффективными непримерзающими предохранительными клапанами;
- хранение нефти в резервуарах предусмотрено под «азотной подушкой»;
- предусмотрены насосы с двойными торцевыми уплотнениями;
- сбор утечек от насосов, технологического оборудования предусмотрен в емкости закрытой дренажной системы опасных стоков;
- для опорожнения технологических аппаратов и трубопроводов в нормальном и аварийном режимах от легковоспламеняющихся и горючих жидкостей также предусмотрена закрытая дренажная система;
- непрерывный контроль загазованности в местах максимально возможных выделений углеводородов;
- периодический контроль максимально разовой ПДК не реже 1 раза в квартал (для веществ III, IV классов опасности), не реже 1 раза в месяц (для веществ II класса опасности);

периодический контроль за среднесменными ПДК не реже 1 раза в месяц.

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

Для ЯНАО характерны чрезвычайные ситуации *природного* характера: паводки, лесные пожары, сильные морозы (ниже  $-40^{\circ}\text{C}$ ), метели и снежные заносы и *техногенного* характера: пожары, взрывы паровоздушных смесей, отключение электроэнергии, другие аварии, разливы сильнодействующих ядовитых веществ.

Составление списка чрезвычайных ситуаций для проектируемого производства [65].

По статистическим материалам, путем экспертной оценки или другими методами можно определить наиболее вероятные внутренние и внешние чрезвычайные ситуации (ЧС).

Из внутренних ЧС часто происходят пожары по разным причинам, отключения электроэнергии, воды, тепла, а также крайне опасные, нефтяные пожары, взрывы паровоздушных смесей, разливы сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ).

Внешние ЧС происходят на автомобильных дорогах, соседних предприятиях. Так как, учитываются только те внешние ЧС, в зону действия которых попадает предприятие, то в данном случае они учитываться не будут, потому что в этом районе их как правило не бывает.

Принимая во внимание, что узлы задвижек автоматические, то вероятность смертельных случаев ограничена, так как, травмирование или летальный исход может быть результатом халатности или несоблюдения правил и техники безопасности самими рабочими.

Проектом предусмотрено надлежащее обеспечивающие охрану окружающей среды и безопасную работу меры по перекачке нефти выполняет свою главную задачу: повышение пропускной способности нефтепровода, а также экологически безопасно при соблюдении всех правил и техник эксплуатации и является экологически безопасным предприятием. Принятые проектом технические решения при проведении строительных работ направленных на безаварийную работу ПСП и нефтепровода, и минимизацию ущерба, наносимого окружающей среде [66].

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

##### **Правовые вопросы безопасности труда обеспечивает**

Конституция страны, которая гарантирует права граждан на труд, отдых, охрану здоровья, материальное обеспечение в старости, в случае болезни, при полной или частичной нетрудоспособности. Были приняты «Основы законодательства Российской Федерации о труде», которые пересматривались. Во многих статьях этого документа отражены вопросы создания безопасных условий труда: режимы труда и отдыха при проведении различных работ, гарантии и компенсации для трудящихся во вредных условиях, особенности

использования труда женщин и молодежи, компенсации в связи с несчастными случаями, контроль и надзор за соблюдением законодательства о труде и ряд других. В действующий в настоящее время «Кодекс законов о труде РФ» (КЗоТ РФ) включены основные требования, направленные на создание здоровых и безопасных условий труда. Под вредными условиями труда следует понимать присутствие на производстве таких факторов, которые наносят ущерб здоровью работников. То есть на рабочих местах не соблюдены определенные гигиенические требования, что может оказывать отрицательное воздействие на дееспособность служащих, а также на здоровье их возможных детей. Вредным фактором может быть среда, в которой работает человек, а также условия труда. Условия труда - совокупность факторов производственной среды и трудового процесса, оказывающих влияние на работоспособность и здоровье работника.

Категории производстве вредными условиями труда.

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», указано, что с **вредными условиями** труда сталкиваются рабочие на предприятиях в нефтяной промышленности [67].

Государство предусмотрело, что люди, работающие на вредных производствах, обеспечиваются льготами и компенсациями. Какие сферы деятельности и специальности связаны с вредными условиями труда, указывается в Постановлении Правительства от 29.03.2002 № 188 (ред. от 08.10.2014) [68].

**Компенсация за вредные условия труда** и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия. Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации.

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше),

- оплачиваемый отпуск, являющемся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней),
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада),
- льготы для пенсионного обеспечения,
- бесплатное лечение и оздоровление,
- выдача расходных материалов – спецодежды, обеззараживающих средств.

Работодатель на сегодня имеет право самостоятельно определять вид и **размер компенсации за вредные условия труда**, основываясь на Трудовом кодексе. Также он может инициировать повышение размера выплаты.

## **Заключение**

В процессе выпускной квалификационной работы проведено:

- Анализ существующих методов количества и качества товарной нефти;
- Рассмотрены методы контроля метрологических характеристик, технологического оборудования;
- Рассчитаны пределы значимой погрешности средств измерений, употребляемых в действующей автоматизированной системе измерения количества и показателей качества товарной нефти, поточных плотномеров, поточных влагомеров, расчет расхода нефти через пробозаборное устройство щелевого типа ЩПУ-1-800.
- Проведен расчет денежных средств на обслуживание деятельности системы измерения контроля и качества нефти.
- Рассмотрены основные элементы производственной и экологической безопасности, формирующие опасные и вредные факторы при эксплуатации приёмо-сдаточного пункта «-----».

### **Список использованных источников**

1. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / И.Т. Ишмухаметов, С.Л. Исаев, М.В. Лурье, СП. Макаров. - М: Нефть и газ, 2013. – 300 с.
2. ГОСТ Р 8.615-2005. Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2010.
3. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2013.
4. 2012.Вайншток С.М. Трубопроводный транспорт нефти / Новоселов В.В., Прохоров А.Д., Шаммазов А.М. и др.; под редакцией Вайнштока С.М.: Учебник для вузов: в 2 т. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2014. - Т.2. – 621с.
5. Ханов Н.И., Фатхутдинов А.Ш., Слепян М.А., Золотухин Е.А., Фатхутдинов Т.А., Коловертнов Г.Ю. Измерения количества и качества нефти и нефтепродуктов при сборе, транспортировке, переработке и коммерческом учете. - СПб.: Изд-во Санкт-Петербургского государственного университета экономики и финансов, 2010. - 270 с.
6. Регламент учета нефти при проведении комплексного опробования системы измерения количества и показателей качества нефти № ----- АО «-----», 2015.
7. МИ 2825-2003. Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию. – М.: ФГУП ВНИИР, 2013.
8. ГОСТ 2517-85. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2012.
9. Liquid Density Meter. Standard and advanced electronics. Technical manual. – USA: Emerson Process Management Micro Motion, Inc, 2008.

10. ГОСТ Р 8.595-2004. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2015.

11. ГОСТ 8.510-84. Государственная поверочная схема для средств измерений (счетчиков) объема жидкости. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2015.

12. ГОСТ 8.400-80. Мерники металлические образцовые. Методы и средства поверки. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2014.

13. МИ 1972-95. Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки весов ОГВ. – М.: ФГУП ВНИИР, 1995.

14. Инструкция ГСИ (ГНМЦ ВНИИР) - Комплекс измерительно-вычислительный «SyberTrol» фирмы Smith Meter Inc, США. Методика поверки;

15. МИ 2575-2000. Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений – М.: ФГУП ВНИИР, 2011.

16. ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение. – М.: Стандартинформ, 2014.

17. ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности. – М.: Стандартинформ, 2012.

18. МИ 2153-2004. Рекомендация ГСИ. Плотность нефти. Требования к методике выполнения измерений ареометром при учетных операциях. – М.: ФГУП ВНИИР, 2009.

19. ГОСТ Р 8.599-2003. Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность и объем нефти. Таблицы коэффициентов пересчета плотности и массы. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2012.

20. ГОСТ Р 51947-2002. Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии. . – М.: ИПК Издательство стандартов, 2009.

21. ГОСТ 2477-65. Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды – М.: Стандартинформ, 2013.

22. ГОСТ 21534-76. Нефть. Методы определения содержания хлористых солей. – М.: Стандартинформ, 2012.
23. ГОСТ 1756-2000. Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров. – М.: Стандартинформ, 2013.
24. ГОСТ 11851-85. Нефть. Метод определения парафина. – М.: Стандартинформ, 2014.
25. ГОСТ 2177-99. Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава. – М.: Стандартинформ, 2014.
26. ГОСТ Р 50802-95. Нефть. Метод определения сероводорода, метил-, и этилмеркаптанов. – М.: Стандартинформ, 2012.
27. ГОСТ Р 52247-2004. Нефть. Методы определения хлорорганических соединений. – М.: Стандартинформ, 2014.
28. ГОСТ 6370-83. Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей. – М.: Стандартинформ, 2012.
29. ПР 50.2.009-94. Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения испытаний и утверждения типа средств измерений. – М.: Стандартинформ, 2013.
30. Методика выполнения измерений СИКН № 1209 // Государственная система обеспечения единства измерений. МВИ.
31. Датчик плотности жидкости 7835 и 7845/46/47. // Техническое описание. Всесоюзный центр переводов. – Москва, 2011г.
32. Преобразователь вязкости жидкости измерительный модели Solartron 7829 измерения вязкости в потоке в режиме реального времени. Техническое описание. - USA: Solartron Mobrey Limited, 2009.
33. ГЭТ 87-75. Государственный специальный эталон единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов. . – М.: ФГУП ВНИИР, 2009.
34. Влагомер товарной нефти «Phase Dynamics». Паспорт. – England, 2009.

35. ГОСТ Р 51330.0-99. Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования. – М.: Стандартиформ, 2014.

36. Приказ Минэнерго России от 13.01.2003 N 6 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей»

37. ГОСТ 33-2000. (ИСО 3104-94) Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости. – М.: Стандартиформ, 2012.

38. ПР 50.2.006-94 (с изм. 1 2001) "ГСОЕИ. Порядок проведения поверки средств измерений". и Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерения количества и показателей качества нефти. // Министерства промышленности и энергетики России, приказ № 69 от 31 марта 2005.

39. Бабин Л.А., Григоренко П.Н., Ярыгин Е.Н. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов.– М.: Недра, 2011. – 246 с.

40. ГОСТ 12.0.003–74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 26.03.2016 г.).

41. Федеральный закон от 30.12.2001 № 197-ФЗ «Трудовой кодекс Российской Федерации»

42. Приказ Министерства здравоохранения и медицинской промышленности Российской Федерации от 05.10.1995 № 280/88, Государственного комитета санитарно-эпидемиологического надзора Российской Федерации от 05.10.1995 № 280/88

43. ГОСТ 12.1.003–2014. Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 26.03.2016 г.).

44. ГОСТ 12.1.012–2004. Вибрационная болезнь. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 27.03.2016 г.).

45. СП 2.6.1–758 – 99. Нормы радиационной безопасности, НРБ–99. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 27.03.2016 г.).

46. СП 52.13330 – 2011. Естественное и искусственное освещение. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// www.http://docs.cntd.ru/document/](http://www.http://docs.cntd.ru/document/) (дата обращения 28.03.2016 г.).

47. ГОСТ 12.1.005–88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 28.03.2016 г.).

48. ГОСТ 12.1.004–91. Пожарная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 28.03.2016 г.).

49. ГОСТ 12.1.008–76. Биологическая безопасность. Общие требования.[Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 28.03.2016 г.).

50. ГОСТ 12.1.030–81. Защитное заземление, зануление. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http:// www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 29.03.2016 г.).

51. ГОСТ 12.1.038–82. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http:// www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 29.03.2016 г.).

52. ПБ 03–576–2003. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 29.03.2016 г.).

53. ППБ 01–03. Правил пожарной безопасности в Российской Федерации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 29.03.2016 г.).

54. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. [Электронный ресурс]. –

Режим доступа: [http:// www.http://docs.cntd.ru/document/](http://www.http://docs.cntd.ru/document/) (дата обращения 29.03.2016 г.).

55. НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

56. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

57. ПБ 09-540-03. Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств.

58. СНиП 21-01-97 Пожарная безопасность зданий и сооружений. – Режим доступа: [http:// www.http://docs.cntd.ru/document/](http://www.http://docs.cntd.ru/document/) (дата обращения 30.03.2016 г.).

59. СНиП 31-03-2001 Производственные здания. – Режим доступа: [http:// www.http://docs.cntd.ru/document/](http://www.http://docs.cntd.ru/document/) (дата обращения 30.03.2016г.).

60. Правила противопожарного режима в Российской Федерации. (Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 N 390)

61. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

62. Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

63. Передельский, Л.В. Экология: учебник [для вузов] / Л.В. Передельский, В.И. Коробкин, О.Е. Приходченко .— М.: Проспект, 2009 .— 512с.

64. Безопасность жизнедеятельности. Производственная экология: учеб. пособие для вузов / [сост. И.С. Майоров, Л.М. Царева] .— Владивосток: Изд-во ТГЭУ, 2009 .— 172с.

65. ГОСТ Р 22.0.01– 94. Безопасность в ЧС. Основные положения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 30.03.2016 г.).

66. ГОСТ Р 22.3.03–94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 30.03.2016 г.).

67. Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 01.02.2016 г.) "О специальной оценке условий труда."

68. Постановление Правительства РФ от 29 марта 2002 г. N 188 "Об утверждении списков производств, профессий и должностей с вредными условиями труда, работа в которых дает право гражданам, занятым на работах с химическим оружием, на меры социальной поддержки".

## Приложение А (обязательное)

Таблица П.1 – Состав СИ и оборудования СИКН №-----

|     | 平 | 半 | 半 | 半 | 半 |
|-----|---|---|---|---|---|
| 一   |   |   |   |   |   |
| 二   |   |   |   |   |   |
| 三   |   |   |   |   |   |
| 四   |   |   |   |   |   |
| 五   |   |   |   |   |   |
| 六   |   |   |   |   |   |
| 七   |   |   |   |   |   |
| 八   |   |   |   |   |   |
| 九   |   |   |   |   |   |
| 十   |   |   |   |   |   |
| 十一  |   |   |   |   |   |
| 十二  |   |   |   |   |   |
| 十三  |   |   |   |   |   |
| 十四  |   |   |   |   |   |
| 十五  |   |   |   |   |   |
| 十六  |   |   |   |   |   |
| 十七  |   |   |   |   |   |
| 十八  |   |   |   |   |   |
| 十九  |   |   |   |   |   |
| 二十  |   |   |   |   |   |
| 二十一 |   |   |   |   |   |
| 二十二 |   |   |   |   |   |
| 二十三 |   |   |   |   |   |
| 二十四 |   |   |   |   |   |
| 二十五 |   |   |   |   |   |
| 二十六 |   |   |   |   |   |
| 二十七 |   |   |   |   |   |
| 二十八 |   |   |   |   |   |
| 二十九 |   |   |   |   |   |
| 三十  |   |   |   |   |   |
| 三十一 |   |   |   |   |   |
| 三十二 |   |   |   |   |   |
| 三十三 |   |   |   |   |   |
| 三十四 |   |   |   |   |   |
| 三十五 |   |   |   |   |   |
| 三十六 |   |   |   |   |   |
| 三十七 |   |   |   |   |   |
| 三十八 |   |   |   |   |   |
| 三十九 |   |   |   |   |   |
| 四十  |   |   |   |   |   |
| 四十一 |   |   |   |   |   |
| 四十二 |   |   |   |   |   |
| 四十三 |   |   |   |   |   |
| 四十四 |   |   |   |   |   |
| 四十五 |   |   |   |   |   |
| 四十六 |   |   |   |   |   |
| 四十七 |   |   |   |   |   |
| 四十八 |   |   |   |   |   |
| 四十九 |   |   |   |   |   |
| 五十  |   |   |   |   |   |
| 五十一 |   |   |   |   |   |
| 五十二 |   |   |   |   |   |
| 五十三 |   |   |   |   |   |
| 五十四 |   |   |   |   |   |
| 五十五 |   |   |   |   |   |
| 五十六 |   |   |   |   |   |
| 五十七 |   |   |   |   |   |
| 五十八 |   |   |   |   |   |
| 五十九 |   |   |   |   |   |
| 六十  |   |   |   |   |   |
| 六十一 |   |   |   |   |   |
| 六十二 |   |   |   |   |   |
| 六十三 |   |   |   |   |   |
| 六十四 |   |   |   |   |   |
| 六十五 |   |   |   |   |   |
| 六十六 |   |   |   |   |   |
| 六十七 |   |   |   |   |   |
| 六十八 |   |   |   |   |   |
| 六十九 |   |   |   |   |   |
| 七十  |   |   |   |   |   |
| 七十一 |   |   |   |   |   |
| 七十二 |   |   |   |   |   |
| 七十三 |   |   |   |   |   |
| 七十四 |   |   |   |   |   |
| 七十五 |   |   |   |   |   |
| 七十六 |   |   |   |   |   |
| 七十七 |   |   |   |   |   |
| 七十八 |   |   |   |   |   |
| 七十九 |   |   |   |   |   |
| 八十  |   |   |   |   |   |
| 八十一 |   |   |   |   |   |
| 八十二 |   |   |   |   |   |
| 八十三 |   |   |   |   |   |
| 八十四 |   |   |   |   |   |
| 八十五 |   |   |   |   |   |
| 八十六 |   |   |   |   |   |
| 八十七 |   |   |   |   |   |
| 八十八 |   |   |   |   |   |
| 八十九 |   |   |   |   |   |
| 九十  |   |   |   |   |   |
| 九十一 |   |   |   |   |   |
| 九十二 |   |   |   |   |   |
| 九十三 |   |   |   |   |   |
| 九十四 |   |   |   |   |   |
| 九十五 |   |   |   |   |   |
| 九十六 |   |   |   |   |   |
| 九十七 |   |   |   |   |   |
| 九十八 |   |   |   |   |   |
| 九十九 |   |   |   |   |   |
| 一百  |   |   |   |   |   |

[illegible]

[illegible]

|            |            |            |            |            |
|------------|------------|------------|------------|------------|
| [REDACTED] |            |            |            |            |
| [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] |
| [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] |
| [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] |
| [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] |
| [REDACTED] |            |            |            |            |
| [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] |            |
| [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] |            |
| [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] |            |
| [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] |            |
| [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] |            |
| [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] |            |
| [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] |            |
| [REDACTED] |            |            |            |            |
| [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] |            |
| [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] |            |
| [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] |            |
| [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] |            |
| [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] |            |

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

[illegible]

$$K_j = \frac{\sum_{i=1}^4 K_{ij}}{4},$$

где  $K_j$  – значение коэффициента преобразования ПР при КМХ, определенное при  $i$ -м измерении в каждой точке расхода.

Абсолютное значение относительных отклонений коэффициентов преобразования не должно превышать 0,15%.

Если  $S_j$  превышает допустимый предел, то при участии всех заинтересованных сторон выясняют причину, принимают меры по её устранению (исключая демонтаж и разборку ПР) и проводят повторный КМХ.

При получении отрицательных результатов повторного КМХ. составляют протокол КМХ. проводят ревизию (при необходимости - ремонт) и внеочередную поверку ПР.

Поверку ПР производят в соответствии «Инструкции. ГСОЕИ. Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № --- ----- СИКН АО «-----». Методика поверки».

[illegible]

## Приложение Г (справочное) ПАСПОРТ КАЧЕСТВА НЕФТИ

[illegible]

## Приложение Д (справочное)

Таблица П 2 – Данные по расходу нефти через БИК, исходя из технологических режимов работы СИКН, требований ГОСТ 2517 и эксплуатационных характеристик приборов качества нефти.

[illegible]