

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 110 страниц, 13 рисунков, 17 таблиц, 34 источников.

Ключевые слова: метрологическое обеспечение, показатели качества, нефть, средства измерения, СИКН, измерительные линии, преобразователи, расход, масса.

Объект исследования: метрологическое обеспечение системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН.

Цель работы – анализ метрологического обеспечения нефтетранспортных предприятий.

В выпускной квалификационной работе рассмотрены основные показатели качества нефти, средства автоматического контроля качества, приведены характеристики системы измерений количества и показателей качества нефти, а также основных составляющих СИКН, требования к их эксплуатации. Проведен расчёт погрешности измерений массы нетто товарной нефти с помощью системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН.

Область применения: проведение технологических мероприятий по учёту и товарной нефти и нефтепродуктов на приёмо-сдаточных пунктах.

Экономическая эффективность/значимость работы: общая сметная стоимость запланированных работ на организацию и проведение геоэкологического мониторинга потребуется 535 418,8 рублей.

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	«Анализ метрологического обеспечения на нефтетранспортных предприятиях»			
Разраб.		Королёв А.И.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Наплеков В.И.				ДР		
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Т00		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.						

Abstract

Final qualifying work consists of 110 pages, 13 figures, 17 tables, 34 sources.

Key words: metrological assurance, quality indices, oil, measurement tools, SIKN, measurement lines, transducers, flow rate, mass.

Object of study: metrological assurance system measurement of quantity and indicators of quality of oil SIKN.

The work purpose – the analysis of metrological support of oil transportation companies.

In the final qualifying work are considered the main indicators of the oil quality, automatic quality control, the characteristics of the system of measurement of quantity and indicators of quality of oil and the main components of oil quantity measuring system, the requirements for their operation. The calculation of measurement uncertainty mass net trade oil via system of measurement of quantity and indicators of quality of oil SIKN.

Scope: implementation of technological measures on accounting and commercial oil and petroleum products at delivery and acceptance points.

Economic efficiency and significance of the work: total estimated cost of the planned works on the organization and conduct of environmental monitoring will be required 535 418,8 rubles.

					Abstract	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		

Введение

Система трубопроводного транспорта нефти является технологически единым объектом управления, соединяющим множество месторождений нефти, на которых осуществляется добыча различных по показателям качества нефти, с пунктами отпуска нефти, направлениями поставки нефти на нефтеперерабатывающие заводы НПЗ. В связи с этим, 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.

Актуальность. При формировании технологических потоков, вне зависимости от качества сдаваемой грузоотправителями нефти, в конечном пункте они получают нефть не прежнего качества, а смесь. Проблемы, которые связаны с изменением качества нефти от пункта приема-сдачи до конечного пункта поставки имеют финансовые последствия, с дальнейшими взаимными претензиями производителей нефти.

Свою особенность имеет метрологическое обеспечение трубопроводной транспортировки органических продуктов. Показатели транспортируемого продукта определяют в разных лабораториях, расположенных по траектории перемещения. Вследствие естественных погрешностей определений бывают отклонения в результатах, которые нужно корректно, метрологически грамотно согласовывать.

Цель выпускной квалификационной работы – анализ метрологического обеспечения нефтетранспортных предприятий.

Объект исследования – метрологическое обеспечение системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН.

					«Анализ метрологического обеспечения на нефтетранспортных предприятиях»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Королёв А.И.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Наплеков В.И.				ДР		
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Т00		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.						

Основные задачи исследования:

1. Проведение краткого обзора литературных источников по заданной тематике;
2. Анализ проблем современного метрологического обеспечения нефтяного комплекса России;
3. Описание показателей качества нефти, основных средств измерения;
4. Характеристика объекта исследования, его основных параметров, главных элементов СИКН, требований к их эксплуатации;
5. Технологический расчёт погрешности измерений массы нетто товарной нефти с помощью системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН;

Личный вклад автора ВКР. Описание технических процессов, знание которых были получены в ходе прохождения теоретического курса при обучении в НИ ТПУ, а также в процессе работы в нефтяной отрасли.

Практическая значимость результатов ВКР. В результате характеристики и анализа оборудования для увеличения эффективности в работе системы измерений количества и показателей качества нефти рекомендовано использование кориолисовых массовых расходомеров.

Апробация работы. Основные разделы работы были представлены на семинарах автором ВКР, которые были проведены в рамках теоретического курса следующих дисциплин учебного плана: «Основы автоматизации производственных процессов», «Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции».

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Обзор литературы

1.1 Метрологическое обеспечение учета нефти и нефтепродуктов

В настоящее время метрологическое обеспечение учета нефти и нефтепродуктов требует постоянного анализа и развития в связи с принятием Правительством РФ энергетической стратегии России (приказ от 13 ноября 2009 г. №1715-п), в связи с продолжающейся реформой в области технического регулирования, реализацией положений Федерального закона №102-ФЗ "Об обеспечении единства измерений".

Метрологическое обеспечение (МО) - установление и применение научных и организационных основ, технических средств, правил и норм, необходимых для достижения единства и требуемой точности измерений.

Организация достоверного метрологического обеспечения измерения расхода, количества и показателей качества энергоресурсов на предприятиях нефтедобычи и нефтепереработки необходима по двум основным причинам:

- точная информация о параметрах технологического процесса является основной для его дальнейшей оптимизации и получения качественной продукции при наименьших затратах;

- большинство измерений расхода, количества и показателей качества энергоресурсов связаны с коммерческими операциями и подлежат государственному регулированию в области обеспечения единства измерений.

Метрологическое обеспечение учета нефти и нефтепродуктов базируется на ряде нормативных документов (НД).

ГОСТ Р 8.595-2004 "ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений" [2]. Данный стандарт распространяется на методике измерений (МИ) массы товарной нефти и

					«Анализ метрологического обеспечения на нефтетранспортных предприятиях»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Королёв А.И.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Наплеков В.И.				ДР		
Консульт.								
Зав. каф.		Рудаченко А.В.						
						ТПУ гр. 3-2Т00		

нефтепродуктов в сферах государственного регулирования и устанавливает основные требования к МИ массы, обусловленные особенностями измерений массы нефти и нефтепродуктов.

ГОСТ Р 8.595 - не единственный документ в системе метрологического обеспечения учета товарной нефти.

Помимо него разработаны "Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти (СИКН)", где сформулированы требования к таким измерительным системам учета нефти и порядок определения при учетных операциях массы нефти прямым и косвенным методами динамических измерений с нормированными значениями погрешности.

Таким образом массу нефти вычисляют по МИ, разработанной для конкретной СИКН в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.595-2004 "ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений" [2].

Рекомендация, подготовленная специалистами ОАО "Транснефть", Р 50.2.040-2004 «ГСИ. Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов. Основные положения» [7] устанавливает порядок организации и ведения учета массы нефти при ее транспортировке, а также основные положения метрологического обеспечения измерений количества и качества нефти.

В этом документе определены методы измерений массы нефти в мерах вместимости при ее транспортировании по СИКН в трубопроводах, железнодорожных цистернах, танках наливных судов.

Также стоит отметить, что вопрос коммерческого учета сырой нефти особенно остро встал еще в начале 1990-х гг., когда активно стали создаваться мелкие предприятия (АО, СП и д.р.), занимавшиеся только добычей, не имевшие своих установок подготовки и продававшие добытое сырье другим предприятиям.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Как следствие, в 2005 году появился ГОСТ Р 8.615.2005 "ГСИ. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования" [30].

Стандарт применяют в качестве основы для разработки МИ, нормативных и др. документов, результаты использования которых служат основанием для расчета: количества сырой нефти обезвоженной; нетто сырой нефти и свободного нефтяного газа, извлеченных из недр; фактических потерь и проведения раздельного учета по скважинам, месторождениям и лицензионным участкам, а так же для разработки конкретных измерительных систем (ИС) учета количества сырой нефти и количества нефтяного газа.

Как показывает анализ, измерительные системы являются основным техническим средством, применяемым для организации достоверного метрологического обеспечения измерения расхода, показателей качества и количества энергоресурсов на предприятиях нефтедобычи и нефтепереработки.

Измерительные системы во всей научной, нормативной, и технической литературе рассматривают как разновидности средств измерений (СИ). Потому все организационно-правовые нормы, которые действуют по отношению к средствам измерений, полностью охватывают и измерительные системы. Тем не менее, методы решения некоторых вопросов для измерительных систем располагают своей спецификой. Она обусловлена особенностями ИС: комплектацией на месте эксплуатации компонентами, выпускаемыми различными изготовителями; существенной распределённостью в пространстве и, как следствие, наличием протяженных линий связи между компонентами; многоканальностью; возможностью наращивания в процессе эксплуатации; конструктивной привязкой к техническим объектам; насыщенностью вычислительной техники.

В настоящее время действует около 20 различных общероссийских нормативно-технических документов, которые регламентируют общие требования и методы метрологического обеспечения ИС, и многочисленная

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

группа общероссийских и ведомственных документов на специализированные ИС руководит этой частью документации ГОСТ Р 8.595-2004 "ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений" [2].

Стандарт [9] охватывает почти все организационно-правовые вопросы метрологического обеспечения ИС и существенную часть технико - метрологических вопросов: метрологическую экспертизу технической документации ИС; нормирование, расчет метрологических характеристик (МХ) измерительных каналов; поверку и метрологический надзор.

Проведенные исследования по метрологическому обеспечению измерительных систем, применяемых в нефтедобывающей отрасли, показали, что вместе с тем для них имеется ряд особенностей и проблем на различных этапах МО. Нет единых подходов к нормированию метрологических характеристик измерительных систем; не регламентированы требования, предъявляемые к системам обеспечения единого времени; нет единых требований к проектированию систем; отсутствуют типовые программы и методики испытаний ИС в целях утверждения типа; возникают проблемы при проверке ИС, особенно возникают трудности при определении межповерочных интервалов и др.

Таким образом, на ряде рассмотренных примеров очевидно, что для реализации Энергетической стратегии России метрологического обеспечения учета нефти и нефтепродуктов является актуальной проблемой, требуются дальнейшие научные исследования и методическая проработка этих вопросов.

1.2 Проблемы современного метрологического обеспечения нефтетранспортных предприятий России

Улучшение метрологического обеспечения нефтяной промышленности, которое обеспечивает увеличение точности учета нефти и нефтепродуктов, является одним из более действенных направлений

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

инвестирования в стране, в результате которого увеличивается объем продажи нефти и уменьшение ее себестоимости.

Проанализировав основные проблемы, которые включает в себя метрологическое обеспечение учета количества и качества нефти и нефтепродуктов нужно заметить, что в процессе реализации углеводородов в Европу, отсутствуют, как правило, современные средства контроля параметров, обеспечивающих нормальное протекание технологических процессов. Средства измерений российского производства, которые применяются в нефтяной промышленности, не соответствуют современным техническим требованиям, приближаются к критической точке по уровню износа и ТС. Это и есть одна из главных причин резкого уменьшения объема переработки нефтепродуктов и нефти. На данный момент коэффициент загрузки мощностей российских нефтеперерабатывающих заводов составляет приблизительно 59 %, а средняя глубина переработки углеводородов примерно 67 % (в США примерно 89 %, на лучших НПЗ - до 97 %).

Нормативная база, которая регламентирует вопрос метрологического обеспечения учета нефти и нефтепродуктов, сформировалась в 80-90 годы. В настоящее время она содержит 2 Закона РФ "Об обеспечении единства измерений" и "Об энергосбережении", приблизительно двадцать пять государственных стандартов и рекомендаций по метрологии, ведомственных инструкций.

Недостаточная точность поверки и калибровки измерителей расхода на узлах учета магистральных трубопроводов является основной причиной наиболее низкой, чем в Европе, точности измерения количества нефтепродуктов и нефти. Вследствие чего создать новое поколение государственных и рабочих эталонов для расходомерии является одной из острых задач метрологического обеспечения нефтяной промышленности.

Обоснованием постоянно возрастающей потребности в надежных средствах контроля качества нефтепродуктов и бешеный рост их производства является стоимость товарной нефти и нефтепродуктов.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В нашей стране наблюдается усиленное проникновение современных европейских технологий измерения, постепенно оживляются отечественные разработки и производства. Усиление этой тенденции в ближайшие годы более чем вероятно.

Требования гибкости схем контроля и необходимости их адаптации к различным производственным условиям определили интенсивное развитие 3-х технических разновидностей контроля: лабораторного, поточного и оперативного. Как показала практика европейских нефтяных предприятий, ни одно из этих направлений не является преобладающим. Самая лучшая организация контроля образована правильным сочетанием и взаимодействием анализаторов трех упомянутых видов, исходя из технических и метрологических возможностей каждого вида, конкретной ситуации и финансовых возможностей компаний. Она заключается в следующем [6]:

- товарный и арбитражный контроль - традиционная область лабораторных измерений;
- поточный и оперативный контроль с целью регулирования технологического процесса, предотвращения рисков ухудшения качества продукции при производстве, перевалке или транспортировке.

В рыночной экономике не исключается применение мониторинга и для входного или выходного контроля по договоренности между заказчиком и покупателем. В этом случае стороны могут договариваться только между собой. При коммерческом споре между ними решения будут приниматься на основе результатов измерений в независимой сертифицированной лаборатории.

На мировом уровне цена нефти и нефтепродуктов, как правило, может быть определена согласно учета результатов лабораторных измерений. Коммерческие споры по качеству продукции в арбитражных судах также разрешаются только на основании результатов арбитражных

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

измерений, которые выполняются в аккредитованной измерительной лаборатории строго по признанным мировым сообществом методикам. Эти методики выполнения измерений (МВИ) практически одинаковы, хорошо увязаны друг с другом, обеспечивают стандартизацию и тщательный контроль условий пробоотбора и контроль измерений по всей цепи контроля качества [4].

При бурном развитии техники измерений показателей качества нефти и нефтепродуктов особо важной является задача обеспечения их точности и достоверности. В первую очередь это относится к товарной нефти - основному продукту экспорта российской нефтяной промышленности.

Исходя из вышесказанного, можно прийти к выводу, что основной проблемой в области контроля качества нефти и нефтепродуктов является необходимость в гармонизации российской системы измерений с международной. К сожалению, эта задача на сегодняшний день решается лишь частично [5]. Анализ, проведенный департаментом государственной политики в области технического регулирования и обеспечения единства измерений, показал, что низкая эффективность отечественного топливно-энергетического комплекса (ТЭК) во многом обусловлена тем, что в России отсутствуют единые требования к точности измерений на стадиях от добычи нефти до розничной реализации продуктов нефтепереработки. Решить проблему должны технический регламент «О требованиях к средствам измерения показателей нефти и продуктов ее переработки», а также разработка и реализация национальной программы стандартизации в ТЭК. Работы по созданию пакета национальных стандартов в сфере нефтегазохимического машиностроения ведутся весьма медленно [4]. Это объясняется рядом причин. Нефтегазовые компании удовлетворены зарубежными и корпоративными стандартами, т.е. не заинтересованы в развитии отечественной системы стандартизации. Предприятия нефтегазового машиностроения заинтересованы в этом, но у них нет необходимых средств.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

К тому же существующее законодательство не стимулирует компании финансировать работы в области стандартизации.

Постоянным спросом и востребованностью пользуются системы измерения количества и показателей качества нефти товарной (СИКН) при сдаче на транспортировку в магистральные нефтепроводы и отборе с целью переработки или продажи.

Основополагающим документом в области комплексных систем измерений и учёта нефти является ГОСТ Р 8.595-2004 "ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений" [2].

СИКН предназначена для автоматизированного измерения массы нефти прямым методом динамических измерений. Данная система в обязательном порядке должна проходить процедуру испытания для целей утверждения типа. Однако существуют особенности «испытаний» измерительных систем, поскольку любая измерительная система представляет собой, согласно ГОСТ Р 8.595-2004 "ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений" [2], совокупность измерительных, связующих, вычислительных компонентов, образующих измерительные каналы, и вспомогательных устройств (компонентов), функционирующих как единое целое.

При попытках провести настоящие («натурные») испытания СИКН для целей утверждения типа следовало бы реализовать сложную экспериментальную процедуру с варьированием в соответствующих пределах всех перечисленных выше параметров

Такая экспериментальная процедура практически невозможна, и это вынуждает как владельцев СИКН, так и представителей государственных центров испытаний средств измерений искать иные формы проверки СИКН и, тем самым, формального соблюдения положений правил по метрологии. Рассмотрев и проанализировав структуру и содержание типовой программы испытаний для целей утверждения типа СИКН, в соответствии с

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

которой разрабатываются программы «испытаний» для конкретных экземпляров СИКН, можно прийти к выводу, использование термина «испытание» применительно к ИС носит условный характер. Чтобы преодолеть эту терминологическую двусмысленность, надо подыскать термин, который был бы адекватен работе, выполняемой при «испытаниях» ИС [4].

Вероятно, таким термином является термин «экспертиза» в его наиболее широком толковании. Любая экспертиза представляет собой — исследование экспертами каких-либо вопросов, решение которых требует специальных познаний в области науки, техники, искусства и т.д. Экспертиза может включать в себя как «бумажную» составляющую, так и экспериментальную составляющую. Именно такая комбинация составляющих имеет место в случае «испытаний» ИС для целей утверждения типа [6]. Экспертами в подобной ситуации выступают специалисты ГЦИ СИ, и это точно соответствует тем действиям, которые ими совершаются.

Все же, оптимальным вариантом было бы внести в нормативные документы, которые регламентируют процедуры испытаний для целей утверждения типа, формулировки, согласно которым типы ИС утверждались бы на основании результатов экспертизы, проводимой специалистами ГЦИ СИ. А заодно и пересмотреть стоимость услуг по утверждению типа ИС, оказываемых специалистами ГЦИ СИ [5].

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Показатели качества нефти и средства измерения для их автоматического контроля

Согласно требований РМГ 101-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию»[3], основными показателями качества нефти являются:

Таблица 2.1 – Основные показатели качества нефти

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения
1	Массовая доля серы	%
2	Плотность	кг/м ³
3	Выход фракций	%,об.
4	Массовая доля парафина	%
5	Массовая доля органических хлоридов	ppm
6	Массовая доля воды	%
7	Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм ³
8	Массовая доля механических примесей	%
9	Давление насыщенных паров	кПа
10	Массовая доля сероводорода	ppm

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

					«Анализ метрологического обеспечения на нефтетранспортных предприятиях»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Показатели качества нефти и средства измерения для их автоматического контроля	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Королёв А.И.				ДР		
Руковод.		Наплеков В.И.				ТПУ гр. 3-2Т00		
Консульт.								
Зав. каф.		Рудаченко А.В.						

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 [10,11].

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

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

Нефть, которая поставляется на нефтеперерабатывающие заводы и экспортируется за границу, должна соответствовать необходимым требованиям. Они включают показатели, которые характеризуют степень подготовки нефти к транспортировке по магистральным трубопроводам и наливным транспортом, и показатели, которые характеризуют физико-химические свойства нефти.

Содержание следующих показателей характеризует нефть по степени подготовки к транспортировке [8] :

- вода;
- механические примеси;
- давление насыщенных паров;
- хлористые соли;
- хлорорганические соединения.

Содержание воды

Причины, по которым содержание воды в нефти должно быть ограничено:

- вода с нефтью образует высоковязкие эмульсии, перекачка которых на достаточно большие расстояния приведет к дополнительным энергетическим затратам;

					Показатели качества нефти и средства измерения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- транспортировка пластовой воды вместе с нефтью является нерациональной, потому что вода является балластом, у которого нет товарной ценности; кроме того, в соответствии с увеличивающимся объемом перекачиваемой жидкости повышаются капитальные и эксплуатационные расходы;

- при низкой температуре вода в нефти начинает кристаллизоваться, что способствует затруднению перекачки нефти ;

- находящаяся в нефти пластовая вода является раствором солей, следовательно происходит образование коррозии оборудования.

Для перекачки по магистральным нефтепроводам нефть должна содержать не более 0,5 – 1,0 % воды [13].

Содержание механических примесей

Сырая нефть, кроме воды и растворенных в ней газов, содержит и механические примеси – песок, частицы глины, соли и продукты коррозии нефтяного оборудования. Механические примеси вызывают эрозию трубопровода, способствуют образованию отложений. Товарная нефть должна содержать не более 0,05% масс механических примесей [8].

Давление насыщенных паров

Допустимое содержание в нефти лёгких углеводородов и растворённого газа связано прежде всего с образованием паровых пробок при транспортировке нефти и её пожаро-взрывоопасностью. Наряду с присутствующими в нефти легкими углеводородами и растворенными газами, нарушают работу насосного оборудования, которое рассчитано на определенную вязкость и непрерывность перекачиваемой жидкости (пузырьки газа разрушают вращающиеся с большой скоростью лопасти насоса). Нормирование осуществляется по показателю «Давление насыщенных паров», которое развивается парами нефти, находящимися в термодинамическом равновесии при температуре 37,8 °С [8].

Содержание хлористых солей

Коррозия оборудования является следствием воздействия на него

					Показатели качества нефти и средства измерения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

растворённой в воде соли. Коррозия образуется в следствии гидролиза солей (электрохимическая коррозия). В пластовой воде присутствуют разнообразные минеральные соли, в основном это хлориды натрия, кальция и магния.

Хлористый кальций может гидролизироваться в количестве до 10 % с образованием HCl. Хлористый магний гидролизуется на 90 %, причем гидролиз наблюдается и при пониженной температуре.

Товарная нефть должна содержать не более 100-900 мг/л соли [1].

Содержание хлорорганических соединений

Из всех химических соединений в нефти, максимальные проблемы доставляют хлорорганические соединения (ХОС), так как они являются дополнительным источником хлористоводородной коррозии оборудования, установок переработки нефти. При переработке нефти в условиях высоких температур они часто разрушаются с образованием коррозионного хлористого водорода.

Малая активность ХОС встречается на установках предварительной гидроочистки сырья. ХОС попадают в нефть в процессе ее добычи и транспортировки на НПЗ. Имеются в виду органические хлорсодержащие реагенты и HCl, которые закачиваются в пласт для промывки, глушения и удаления из пласта солевых отложений, существенно уменьшающих приток нефти к забою.

В товарной нефти содержание ХОС должно быть не более 0.01 млн⁻¹ (ppm) [1].

Физико-химические показатели, которые характеризуют качество нефти [8] :

- содержание общей серы;
- содержание массовой доли сероводорода и легких меркаптанов (метил- и этилмеркаптанов);
- содержание массовой доли твердого парафина;
- выход фракций, выкипающих при температурах 200, 300 и 350°C ;

					Показатели качества нефти и средства измерения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- тяжелые металлы (ванадия, никеля и др.);
- плотность нефти при 20 °С;

Содержание общей серы.

Сера негативным образом сказывается как на качестве самой нефти, так и на продуктах ее переработки. Сернистые соединения, содержащиеся как в самой нефти, так и в горюче-смазочных материалах (ГСМ), снижают их химическую стабильность и вызывают коррозию оборудования и аппаратуры при использовании ГСМ и переработке нефти.

В зависимости от массовой доли серы нефть подразделяют на классы (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Класс нефти в зависимости от массовой доли серы [8]

Класс нефти	Наименование	Массовая доля серы, %
1	Малосернистая	До 0,6 включ.
2	Сернистая	От 0,61 до 1,8 включ.
3	Высокосернистая	От 1,81 до 3,50 включ.
4	Особовысоко - сернистая	Более 3,50

Массовая доля сероводорода, метил- и этилмеркаптанов

Сероводород встречается как в нефти, так и в продуктах ее переработки. Сероводород – сильнейший яд с характерным запахом испорченных яиц. В присутствии воды или при повышенных температурах реагирует с металлом аппаратов, образуя сульфид железа.

Хлористое железо переходит в водный раствор, а освобожденный сероводород вновь реагирует с железом. Таким образом, сероводород является причиной наиболее сильной коррозии аппаратуры. В товарной нефти массовая доля сероводорода ограничивается 20-100 ppm [1].

Кроме сероводорода, существенной коррозионной активностью

					Показатели качества нефти и средства измерения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

обладают низкомолекулярные меркаптаны. Необходимо заметить, что высокая токсичность меркаптанов: вызывает слезоточивость, повышенную чувствительность глаз к свету, головные боли, головокружение.

Массовая доля твердого парафина.

Причины, по которым контролируется содержание твердого парафина в товарной нефти:

– Присутствие твердого парафина в нефти повышает её вязкость. Перекачка такой нефти связана с дополнительным подогревом или смешением с маловязкими нефтями. Наряду с этим, при перекачке таких продуктов требуется увеличение диаметра трубопровода.

– Расходы на перекачку высоковязкой (с повышенным содержанием парафина) нефти намного повышаются и зависят от режима перекачки.

– Твердые парафины со временем под действием низкой температуры выкристаллизовываются, и образуют парафинистые отложения на нефтеперекачивающем оборудовании, которые засоряют фильтры насосного оборудования.

– Получение из высокопарафинистой нефти зимних сортов дизельного топлива, реактивного топлива и низкозастывающих базовых масел связано с дополнительными затратами на депарафинизацию. Кроме того, полученные битумы из таких нефтей обладают повышенной хрупкостью [3].

Выход фракций, выкипающих при температурах 200, 300 и 350^oC

Необходимость разнообразных сортов масел и нефтепродуктов, которые получают из тяжелых нефтяных остатков, намного ниже, чем в топливах. Вследствие этого цена нефти прежде всего характеризуется содержанием светлых фракций: бензиновой (до 200^oC); керосиновой (до 300^oC); дизельной (до 350^oC). Чем выше содержание светлых фракций в нефти, тем выше стоимость товарной нефти [10].

					Показатели качества нефти и средства измерения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.1. Средства измерения для автоматического контроля показателей качества нефти

Автоматические плотномеры (датчики плотности)

Плотность вещества считается физической величиной, равной отношению массы к объёму.

Единицей плотности в международной системе (СИ) является - кг/м^3 .
Применяется также внесистемная единица - т/м^3 .

Плотность продукта измеряется при помощи автоматических плотномеров. Наиболее распространены вибрационные плотномеры (рисунок 2.1.



Рисунок 2.1 – Вибрационный поточный плотномер FD900 [34]

Измерители плотности FD900 имеют конструкцию, позволяющую измерять плотность жидкостей или шламов в трудных и неблагоприятных условиях. Они являются пыле- и влагонепроницаемыми и пригодны для непрерывной работы на потоке.

Измерение плотности является базовым измерением. На его основе путем введения соответствующих компенсаций или при помощи вычислений может быть определен удельный вес, концентрация, стандартная плотность и т.д.

Измеритель разработан для обеспечения максимальной надежности и стабильности, одновременно с этим, он обладает хорошей степенью защиты от влияния температуры, давления, вибрации и положения.

					Показатели качества нефти и средства измерения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Чувствительный элемент FD900 состоит из двух параллельных трубок, заполненных жидкостью процесса. Эти трубы приведены в колебательное движение (возбуждающим усилителем и катушками магнитного привода) на их естественной резонансной частоте. Период этого резонанса пропорционален полной массе труб и жидкости процесса, а следовательно пропорционален и плотности жидкости [6,34].

Сборка датчика располагается в приборе и подключается к соединительным деталям процесса маленькими изолированными гофрированными трубками. Это облегчает монтаж и установку.

Автоматические пробоотборники

Автоматический пробоотборник (рисунок 2.2), представляет собой пробоотборное устройство с регулируемым объемом точечных проб, обеспечивающее постоянное движение части перекачиваемой нефти или нефтепродуктов по контуру отбора проб, установленное в корпусе диспергатора [10,34].

Пробоотборник автоматический устанавливается в блоке качества системы измерения количества и качества нефти (СИКН), для отбора пробы нефти или нефтепродуктов с последующим определением физико-химических показателей качества перекачиваемой нефти или нефтепродуктов аналитическим путем в лаборатории нефтегазодобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий.

Отбор объединенной пробы производится автоматическими пробоотборниками, отбирающими пробы равными дозами через равные промежутки времени в течение смены за периоды с 0 до 12 часов и с 12 до 0 часов московского времени или равными дозами через заданные количества массы нефти проходящей через СИКН, в зависимости от установленного алгоритма работы пробоотборников [10].

В случаях выхода из строя или аварийной остановки при переливе рабочего пробоотборника оператор товарный ПСП запускает в работу резервный пробоотборник. Для аварийной остановки пробоотборников

					Показатели качества нефти и средства измерения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

предусмотрены датчики утечек в линии перелива с бачков пробоотборника в дренаж.



Рисунок 2.2 – Автоматический пробоотборник [34]

Автоматические вискозиметры

Вязкость характеризует свойство жидкости оказывать сопротивление сдвигу при перемещении частей жидкости относительно друг друга.

Единицей динамической вязкости является Па*с.

Для измерения вязкости жидкостей в потоке в основном используются вибрационные вискозиметры (рисунок 2.3).

Вискозиметр состоит из измерительного преобразователя ПИ, электронного блока БЭ и цифрового прибора ЦИ [5,34].



Рисунок 2.3 – Автоматический вибрационный вискозиметр Mobrey [34]

Эксплуатационные достоинства вискозиметров вибрационного типа:

- Прочность конструкции;
- Стабильные и точные измерения;

					Показатели качества нефти и средства измерения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 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.

Поточные влагомеры

Поточные влагомеры нефти – предназначены для использования при подготовке нефти перед переработкой, а также в системах последующего контроля качества[5,34]. Работа поточных влагомеров строится на измерении сопротивления эмульсии нефти, проходящей через прибор. Сопротивление при этом зависит, непосредственно, от содержания воды в нефти и нефтепродуктах.

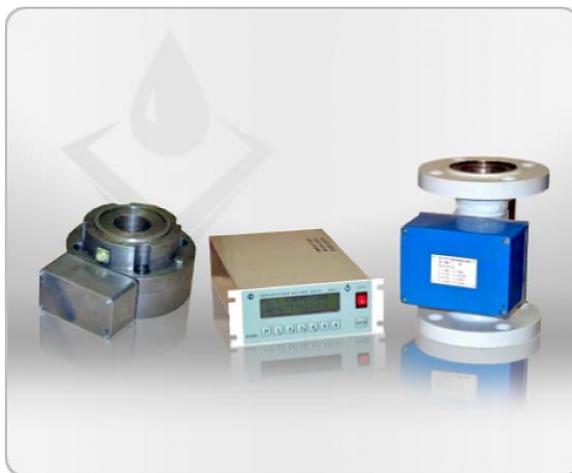


Рисунок 2.4 - Автоматический поточный микроволновый влагомер товарной нефти МВН-1 [34]

Предназначен для установки как на узлах коммерческого учета нефти, так и для контроля влагосодержания на объектах подготовки транспорта нефти и газового конденсата.

					Показатели качества нефти и средства измерения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Устройство для определения свободного газа (УОСГ 100 СКП)

Прибор предназначен для измерения содержания свободного газа в нефти и углеводородных жидкостях [10].

Прибор применяется при оценке качества сепарации и введения поправок в показания счетчиков на узлах учета нефти и групповых замерных установках.

Конструктивно прибор состоит из пробоотборного блока и прессового узла (рисунок 2.5).

Пробоотборный блок включает в себя пробоотборную камеру, термостатирующую рубашку с входным и выходным патрубками, клапанный и манометрический узел.

Узел пресса имеет плунжер, линейную шкалу, визир, лимб и корпус.

Принцип действия прибора основан на том, что при сжатии пробы газожидкостной смеси, после ее перехода из двухфазного в однофазное состояние, характер зависимости давления от изменения объема пробы становится линейным

Таблица 2.3 - Технические характеристики [34]

Наименование характеристики	Значение
Вместимость пробоотборной камеры, 10 ⁻⁶ м ³ , не менее	280
Диапазон измерения давления в пробоотборной камере, МПа	0...10
Пределы абсолютной погрешности при измерении давления, МПа	±0,1
Максимальное давление в подводящем трубопроводе, МПа	6,0
Температура измеряемой среды, °С	0...80
Габариты мм, не более	530x390x300
Масса, кг, не более	14.0

					Показатели качества нефти и средства измерения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 2.5 - Устройство для определения свободного газа (УОСГ 100 СКП) [34]

Солемер

Применяется для измерения солесодержания проб нефти, которые были отобранных [11] :

- с товарных парков;
- с магистральных нефтепроводов;
- на сборных пунктах;
- на групповых замерных установках;
- на объектах подготовки нефти;
- из резервуаров и со скважин.

Преимущества:

- обеспечивает точность измерения, соответствующую [11];
- имеет нормированные метрологические характеристики и средства поверки;
- сокращает время определения солесодержания в нефти в 1,5-2 раза;
- автоматически обрабатывает и выдает результаты измерения на индикатор;

					Показатели качества нефти и средства измерения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- исключает использование токсичных реактивов и лабораторное спецоборудование при работе с прибором.



Рисунок 2.6 – Солемер нефти автоматический [34]

Таблица 2.4 – Основные технические характеристики автоматического солемера [34]

Наименование характеристики	Значение
Диапазон определения содержания хлористых солей, мг/л	1,5-200 000
Объём дистиллированной воды на один анализ, л	0,5
Время одного замера, не более, мин	20
Электропитание от сети переменного тока, напряжение, В	220
Габариты, мм, не более	
Блок измерительный	225 x 140 x 80
Блок подготовки водных вытяжек	570 x 200 x 150

2.2 Измерение расхода и массы вещества

Расход - это количество вещества (жидкости, газа, пара или сыпучих материалов), протекающее через поперечное сечение потока (трубопровода) в единицу времени.

Расход объемный - это объём вещества, проходящего через поперечное сечение потока за единицу времени. Единицы измерения объемного расхода (объем/время): л/мин, л/с, м³/час и т.п.

Расход массовый - это масса вещества, проходящего через поперечное сечение потока за единицу времени. Единицы измерения массового расхода (масса/время): кг/мин, г/с, т/час и т.п.

Рассмотрим некоторые виды расходомеров.

Поплавковый расходомер (Ротаметр)



Рисунок 2.7 – Ротаметр поплавковый для измерения расхода жидкости [34]

Предназначен для измерения расхода жидких и газообразных средств. Является расходомером постоянного перепада давления.

Данное устройство состоит из трёх элементов.

1. Корпус, представляющий собой прозрачную трубку со сквозным коническим отверстием. Снаружи на корпус нанесена вертикальная шкала – её вид установлен Госстандартом (индивидуально для всех типов измеряемых сред). Размерность градуировки – единица объёма на единицу времени (л/мин) [17].

					Показатели качества нефти и средства измерения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Поплавок, который свободно перемещается внутри корпуса по направляющей и занимает определённое положение под напором жидкости или газа – разное в зависимости от интенсивности потока. Верхний срез поплавка является указателем прибора – по нему производится отсчёт при снятии результатов измерений.

3. Резьбовые штуцеры, предназначенные для монтажа устройства на трубопровод.

При необходимости ротаметры оснащаются датчиками минимального и максимального значений измеряемой величины и трансмиттером сигнала.

Принцип работы ротаметра [34]:

Прибор устанавливается на вертикальные трубопроводы, поток среды в которых направлен снизу вверх. Перемещающееся по трубам вещество попадает на специальные бороздки поплавка, расположенные в верхней части, и заставляет его вращаться и передвигаться вверх или вниз – направление зависит от интенсивности расхода.

Устойчивое положение поплавков занимает тогда, когда сила потока становится равной силе действующей на перемещающийся по конической трубке элемент гравитации (иначе: когда вес поплавка, приходящийся на единицу площади поперечного сечения, становится равным перепаду давления). Такое «уравновешивание» возможно благодаря устройству прибора: величина зазора, по которому проходит поток среды, изменяется в зависимости от того, какое положение занимает поплавок в конической трубке.

В момент установившегося равновесия снимаются показания прибора – верхний срез поплавка указывает на градуировочной шкале величину, соответствующую расходу вещества.

Достоинства и недостатки ротаметра.

Простота устройства ротаметров обуславливает ряд присущих им положительных характеристик [16]:

- Показания прибора наглядны и могут быть считаны визуально;

					Показатели качества нефти и средства измерения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- С помощью данных устройств измеряют даже самые малые расходы.
- Диапазон измерения достаточно широк, причём погрешность постоянна в любой точке шкалы.
- Шкала прибора отградуирована равномерно.
- Потеря давления на всём диапазоне измерения незначительна.
- При изготовлении корпуса и поплавка из соответствующих материалов ротаметром можно измерить расход стерильных или агрессивных веществ.

Однако у ротаметров есть и недостатки:

- Прибор должен располагаться лишь вертикально – в других положениях он просто не будет работать.
- Использование ротаметра в автоматизированной системе измерения практически невозможно – показания с неоснащённых датчиками приборов считываются оператором визуально.
- Устройство можно использовать для измерения расхода лишь прозрачных веществ.
- Положение поплавка зависит не только от интенсивности расхода, но и от плотности среды: градуировка шкалы при использовании ротаметра с вязкими веществами достаточно трудоёмка.

Поршневой расходомер

Поршневые расходомеры применяются для измерения расхода воды, жидких нефтепродуктов, вязких и агрессивных жидкостей (рисунок 2.8) [34].

Поршневой расходомер желательно устанавливать на горизонтальном участке трубопровода с прямыми участками на расстоянии не менее 10D до прибора и не менее 8D после прибора.

В корпусе прибора 1 запрессована цилиндрическая бронзовая втулка 2, имеющая круглое входное отверстие и прямоугольное выходное.

					Показатели качества нефти и средства измерения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Внутри втулки перемещается поршень 3, положение поршня определяется величиной расхода вещества и служит его мерой.

При изменении расхода изменяется сила, действующая на поршень снизу, и он опускается или поднимается, открывая или прикрывая выходное отверстие до тех пор, пока сила, создаваемая разностью давлений на поршень снизу и сверху, не станет равной действующему весу поршня. Так как вес поршня вместе с грузами его площадь — величины постоянные, то и перепад давления в состоянии равновесия остается практически постоянным.

Конструктивно корпус, втулка и поршень выполнены таким образом, что при крайнем нижнем положении поршня входное отверстие остается полностью открытым, а выходное полностью закрытым.

Изменение максимально предела измерения прибора достигается изменением ширины выходного отверстия и веса грузов.

При измерении расхода веществ с высокой температурой крышка прибора снабжается ребристым охладителем 5; при измерении расхода веществ с низкой температурой и большой вязкостью крышка прибора снабжается полостью, через которую пропускают то или другое греющее вещество.

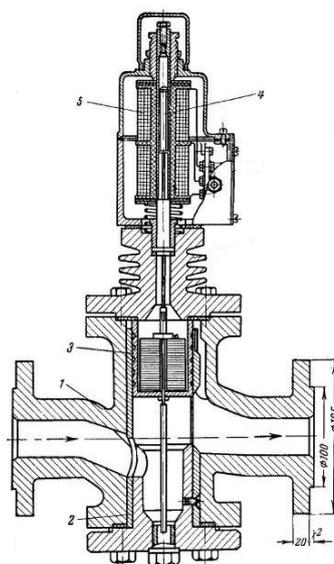


Рисунок 2.8 – Устройство поршневого расходомера [34]

1 – корпус; 2- втулка; 3- поршень; 4- сердечник; 5 – ребристый охладитель;

					Показатели качества нефти и средства измерения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Турбинный расходомер

Предназначен для измерения объемного расхода и объема нефти, нефтепродуктов и других жидкостей в рабочих условиях .

Принцип работы:

Принцип действия расходомера основан на бесконтактном преобразовании скорости вращения ротора турбинного преобразователя расхода (ТПР) в электрический сигнал с частотой, пропорциональной скорости вращения и, соответственно, объемному расходу измеряемой жидкости, который воспринимается входной цепью вторичного прибора ИМ2300.

ИМ2300 производит вычисление значений текущего расхода и объема жидкости при рабочих условиях, преобразование их в визуальную информацию, накопление измеренных параметров в памяти, передачу информации в автоматизированную систему сбора данных.

Состав:

- турбинный преобразователь расхода (ТПР);
- преобразователь сигналов индукционный ПСИ-90Ф;
- вторичный прибор ИМ2300;
- барьер искрозащиты – для расходомера с обеспечением взрывозащиты.



Рисунок 2.9 – Турбинный расходомер [34]

					Показатели качества нефти и средства измерения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Массовый Кориолисовый расходомер

Большинство химических реакций требуют более точного измерения расхода вещества. Это привело к разработке массовых расходомеров (КР). (рисунок 2.10 – 2.11).

Принцип основан на существовании Кориолисовой силы. КР измеряют конкретно массовый расход, в то время как другие расходомеры измеряют в основном объемный расход вещества. Так как масса вещества не меняется, то в таких расходомерах нет необходимости его подстройки в зависимости от изменения свойств измеряемого вещества. Кроме того, КР не требует подстройки при изменении температуры или давления. Эти расходомеры применяются для измерения расхода жидкостей, вязкость которых изменяется в зависимости от термобарических условий [31].

Силы Кориолиса проявляются в колебательной системе, когда жидкость или газ перемещается в направлении оси колебаний.

Измерительная система Кориолиса имеет симметричную форму и состоит из одной или двух измерительных трубок прямой или искривленной формы. С помощью электромагнита измерительная труба приводится в колебание на резонансной частоте. Когда скорость потока равна нулю, сила Кориолиса также равняется нулю.

Если в измерительной трубке есть поток, то частицы жидкости в продукте ускоряются на одном отрезке трубы и замедляются на другом. Сила Кориолиса создается ускоряемыми и замедляемыми частицами жидкости. Эта сила вызывает очень маленькую деформацию измерительной трубки, которая накладывается на основную составляющую и прямо пропорциональна массовому расходу [34].

Эта деформация улавливается при помощи специальных датчиков. Так как характеристики колебаний измерительной трубы зависят от температуры, температура измеряется постоянно, соответственно измеряемая величина подвергается коррекции. Такие расходомеры

					Показатели качества нефти и средства измерения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

имеют очень широкий спектр применений, начиная от измерения агрессивных жидкостей и жидкого азота.

Измерение массового расхода.

КР включает в себя сенсор и преобразователь. Сенсор представляет собой пару параллельных изогнутых трубок, по которым движется поток. Измеряемая среда, которая поступает в сенсор, дробится на равные половинки, протекающие через каждую из сенсорных трубок. Движение задающей катушки приводит колебанию трубок вверх и вниз в противоположном направлении друг к другу [34].



Рисунок 2.10– Массовый Кориолисовый расходомер [31]

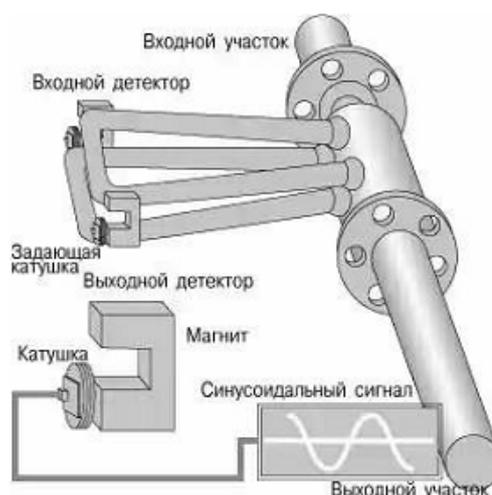


Рисунок 2.11 - Принципиальная схема кориолисового расходомера [31]

Сборки магнитов и катушек-соленоидов, называемые детекторами, устанавливаются на сенсорных трубках. Катушки монтированы на одной трубке, магниты на другой. Каждая катушка движется внутри однородного магнитного поля постоянного магнита. Сгенерированное напряжение от каждой катушки детектора имеет форму синусоидальной волны. Эти сигналы выглядят как движение одной трубки относительно другой. Когда расход отсутствует, синусоидальные сигналы, поступающие с детекторов, находятся в одной фазе

					Показатели качества нефти и средства измерения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Измерение плотности.

Соотношение между массой и собственной частотой колебаний сенсорной трубки является основным законом измерения плотности в КР. В рабочем режиме задающая катушка питается от преобразователя, при этом сенсорные трубки колеблются с их собственной частотой. Как только масса измеряемой среды начинает увеличиваться, собственная частота колебаний трубок уменьшается; следовательно, если уменьшается масса измеряемой среды, собственная частота колебаний трубок увеличивается.

Частота колебаний трубок зависит от их геометрии, материала, конструкции и массы.

Масса состоит из двух частей: масса самих трубок и масса измеряемой среды в трубках. Для определённого типоразмера сенсора масса трубок неизменна. Так как масса измеряемой среды в трубках равна произведению плотности среды и внутреннего объема, а объем трубок является также постоянным для конкретного типоразмера, то частота колебаний трубок может быть привязана к плотности среды и будет определяться путем измерения периода колебаний [31,34].

Частота колебаний измеряется выходным детектором в циклах в секунду (Гц). Период колебаний, как известно, обратно пропорционален частоте. Измерить время цикла легче, чем считать количество циклов, поэтому преобразователи вычисляют плотность измеряемой жидкости, используя период колебаний трубок в микросекундах. Плотность прямо пропорциональна периоду колебаний сенсорных трубок.

Как можно понять из вышеизложенного, массовый расходомер одновременно измеряет массовый расход и плотность газа или жидкости потока. Простые вычисления позволяют получить и объемный расход. В сенсор устанавливается еще и датчик температуры, который измеряет температуру сенсорных трубок, сигнал с которого поступает в электронный преобразователь. Теперь уже программный вычислитель легко внесет все температурные коррекции в результаты вычислений.

					Показатели качества нефти и средства измерения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Массовые расходомеры имеют очень высокую точность измерений (0.1 % для жидкости) и в последнее время все чаще применяются на коммерческих узлах учета [4,31].

					Показатели качества нефти и средства измерения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Характеристика объекта исследования

3.1 Система измерения количества и показателей качества нефти СИКН

Назначением таких систем является автоматизированное измерение массы нефти и измерение показателей качества нефти при проведении расчетных операций между поставщиком сырья и принимающей стороной.

СИКН включает в себя [17]:

- Технологический комплекс;
- Блок измерительных линий;
- Блок измерения качества нефти;
- Пробозаборное устройство;
- Поверочная установка или узел подключения передвижной поверочной установки;
- Систему сбора, обработки информации и управления;
- Систему распределения электроэнергии.

СИКН могут иметь индивидуальные особенности и различаться по компоновке оборудования исходя из требований Заказчика.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированное измерение массы брутто нефти/нефтепродуктов и вычисление массы нетто нефти/нефтепродуктов;
- автоматизированное измерение технологических параметров;
- автоматизированное измерение показателей качества нефти/нефтепродукта;
- отбор объединенной пробы;
- отображение (индикация), регистрация и архивирование результатов измерений;
- поверку рабочих и эталонных средств в месте эксплуатации без нарушения процесса измерений;

					«Анализ метрологического обеспечения на нефтетранспортных предприятиях»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Королёв А.И.			Характеристика объекта исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Наплеков В.И.				ДР		
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Т00		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.						

- контроль метрологических характеристик средств измерения на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений;
- передачу данных на верхний уровень.

Таблица 3.1 – Общие основные технические характеристики СИКН

Параметры	Значение
Рабочая среда	товарная нефть
Режим работы	непрерывный
Рабочее давление, Мпа, не более	6,3
Максимальный диапазон, м ³ /час (м ³ /сут)	0...300 (0...7200)
Плотность нефти, кг/м ³	700...950
Вязкость нефти, сСт, не более	100
Содержание воды в нефти, %, не более	1
Содержание хлористых солей в нефти, мг/л, не более	2000
Содержание механических примесей, %, не более	0,05
Содержание парафина, %, не более	6
Предел допустимой относительной погрешности массы нетто нефти, %	0,25
Предел допустимой относительной погрешности массы брутто нефти, %	0,35
Температура рабочей среды, С°	+5...+50
Температура внутри блока, С°, не ниже	+5
Напряжение питания, В	220/380
Потребляемая мощность, кВт, не более	5,5
Категория взрывопожароопасности зданий по НПБ-105-03	A
Степень огнестойкости блока по СНиП 21-01-27	IV
Габаритные размеры, м., не более: длина ширина высота	9,000 9,000 2,950
Температура окружающей среды, С°	-50...+50

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 3.2 - Основные средства измерений и оборудование, входящее в состав СИКН [15]

Наименование СИ и оборудования, входящих в состав СИКН	Пределы допускаемой погрешности СИ	Примечание
1. Основные СИ и оборудование, устанавливаемые на технологической части СИКН		
<i>1.1 Измерительные линии</i>		
1.1.1 ПР рабочие, резервный	$\pm 0,15\%$	
1.1.2 ПР контрольно-резервный	$\pm 0,1\%$	
1.1.3 Преобразователь давления	$\pm 0,6\%$	
1.1.4 Манометры	$\pm 0,6\%$	
1.1.5 Манометры на фильтрах	$\pm 0,6\%$	
1.1.6 Преобразователь температуры	$\pm 0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$	
1.1.7 Термометры стеклянные	$\pm 0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$	
1.1.8 Струевыпрямители		
1.1.9 Фильтры		
1.1.10 Регуляторы давления на выходе СИКН		
1.1.11 Задвижки и шаровые краны электроприводные		
1.1.12 Дренажные задвижки		
1.1.13 Пробозаборное устройство целевого типа		
1.2. БИК		
1.2.1 ПП поточный: основной и резервный	$\pm 0,36\%$	
1.2.2 Манометр	$\pm 0,6\%$	
1.2.3 Термометр стеклянный	$\pm 0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$	
1.2.4 Расходомер		
1.2.5 Пробоотборник автоматический		

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

основной и резервный с диспергатором		
1.2.6 Пробоотборное устройство для ручного отбора пробы с диспергатором		
1.2.7 Циркуляционный насос		
2. Основные СИ и оборудование, устанавливаемые вне технологической части СИКН		
2.1 СОИ	± 0,05%	
2.2 Вторичная аппаратура ПР	± 0,05%	
3. Дополнительные СИ и оборудование		
3.1 Преобразователи вязкости в БИК	± 1,0%	
3.2 Промывочный насос в БИК		
3.3 Газосигнализатор в БИК (эксплозиметр)		
3.4 Датчики пожара в БИК		
3.5 Вентилятор вытяжной в БИК		
3.6 Нагреватель электрический с терморегулятором в БИК.		
3.9 Реле сигнализатора расхода в БИК		
3.10. Промывной насос в БИК		
3.11. Сигнализатор перепада давления между коллекторами входа и выхода		
3.12. Стабилизатор напряжения 220В в БИК.		
3.13. Силовой шкаф СВ-01		
3.14. Шкаф управления СВ-02.		

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

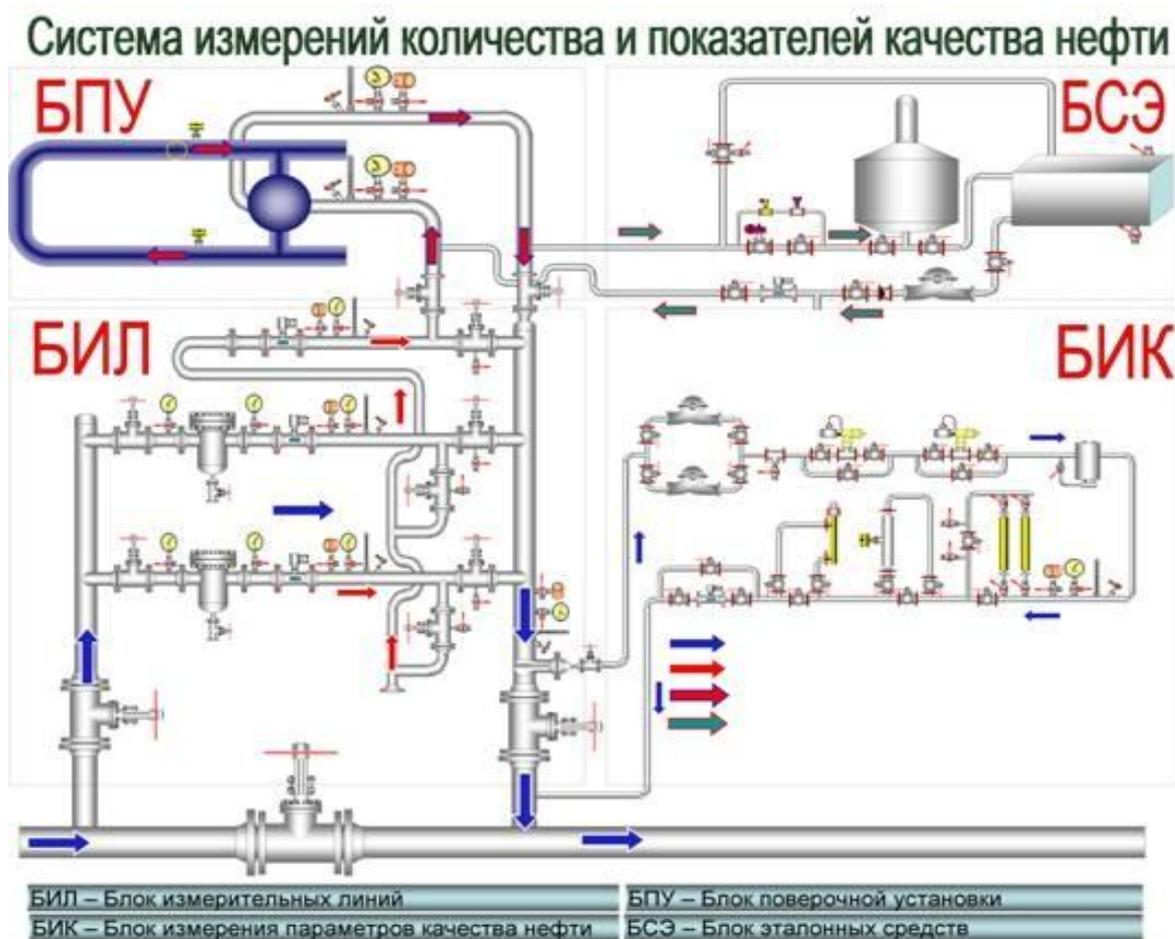


Рисунок 3.1 – Типовая технологическая схема СИКН [31]

3.2 Блок измерительных линий



Рисунок 3.2 - Блок измерительных линий (БИЛ) [33]

Типовой состав БИЛ:

- Входной и выходной коллекторы;
- Коллектор к ПУ;
- ИЛ (рабочие, резервные, контрольно – резервные);
- Дренажная система.

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Требования к БИЛ согласно РМГ 101-2010 « Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию» [3]:

– Диаметр входного и выходного коллекторов следует рассчитывать на тах расход нефти через СИКН с учетом допускаемой скорости потока (не более 7 м/с для магистральных нефтепроводов, не более 4 м/с для промысловых нефтепроводов).

– На выходном коллекторе необходимо установить манометр и преобразователь давления. На выходном коллекторе СИКН с преобразователями массового расхода, а также по требованию заказчика установить термокарман для термометра и преобразователя температуры.

– Если есть стационарная ПУ, то допускается контрольную ИЛ не включать в схему. При включении контрольной ИЛ в состав БИЛ рекомендуется использовать ее в качестве резервной.

Типовой состав ИЛ с преобразователем объемного расхода включает в себя:

- задвижку или шаровой кран на входе ИЛ;
- фильтр тонкой очистки с быстросъемной крышкой, дренажным и воздушным кранами;
- преобразователь объемного расхода в комплекте со струевыпрямителем или прямыми участками до и после ПР;
- задвижку или шаровой кран с гарантированным перекрытием потока и контролем протечек на выходе ИЛ;
- задвижку или шаровой кран с гарантированным перекрытием потока и контролем протечек на выходе к ПУ;
- регулятор расхода на выходе ИЛ;
- преобразователь температуры и термометр за нормированным участком после ПР;

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- манометр и преобразователь давления за нормированным участком после ПР;
- кран шаровой дренажный за нормированным участком после ПР;
- шаровой кран-воздушник на входе ИЛ .

Типовой состав ИЛ с преобразователем массового расхода включает в себя:

- запорную арматуру на входе ИЛ;
- фильтр тонкой очистки с быстросъемной крышкой, дренажным и воздушным кранами;
- преобразователь массового расхода;
- запорную арматуру с гарантированным перекрытием потока и контролем протечек на выходах ИЛ в коллектор и к ПУ;
- регулятор расхода на выходе ИЛ;
- кран шаровой дренажный;
- шаровой кран-воздушник в самой высокой точке ИЛ;
- преобразователь давления.

Тип применяемых ПР должен быть выбран с учетом значения рабочего расхода, параметров и показателей качества нефти (вязкость, содержание массовой доли воды, механические примеси).

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Блок контроля качества нефти входит в состав систем коммерческого и оперативного учета, которые мы разрабатываем по типовым и индивидуальным проектам.

Нефть, проходящая через БИК, отбирается из коллектора с помощью пробозаборного устройства. Требуемое значение расхода через БИК подтверждается расчетами, приведенными в проектной документации. Расход нефти через БИК регулируется регулятором с электрическим или ручным приводом либо циркуляционным насосом с частотным регулированием скорости вращения двигателя. Величина расхода контролируется с помощью преобразователем расхода с местной и дистанционной индикацией.

БИК размещается в отдельном обогреваемом блок-боксе, в котором находится трубная обвязка с комплектом средств измерений и оборудования, необходимого для измерения показателей качества нефти. Блок- бокс БИК оборудован взрывозащищенными светильниками и электрообогревателями с автоматическим регулированием, приборами автоматического контроля загазованности атмосферы внутри блок-боксе, датчиками пожарной сигнализации, визуальными и звуковыми извещателями пожара, приточно-вытяжной вентиляцией.

Назначение БИК [15]:

В БИК размещаются средства измерений параметров качества продукта, пробоотборник и другие устройства. БИК устанавливается на байпасе основного трубопровода (коллектора) СИКН и через него проходит только часть потока продукта.

Состав и схема БИК зависят от типа применяемых преобразователей расхода и перечня параметров качества продукта, которые необходимо измерять, и могут включать: плотномер и вискозиметр, датчики давления и температуры, манометр и термометр, автоматический и ручной пробоотборники, индикаторы расхода (скорости), насосы циркуляционные, серомер, солемер, влагомер, прибор для определения объема свободного газа.

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 3.5 – Типовая технологическая схема БИК [32]

Требования к БИК согласно РМГ 101-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию» [3]:

В БИК должны быть установлены:

- поточный преобразователь плотности (рабочий и резервный) с параллельно-последовательной схемой подключения;
- поточный преобразователь влагосодержания (рабочий и резервный) с параллельно-последовательной схемой подключения;
- при необходимости поточный преобразователь вязкости (рабочий и резервный) с параллельно-последовательной схемой подключения ;
- термокарман для термометра и преобразователя температуры;
- преобразователь давления и манометр;

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- пробоотборники автоматические, обеспечивающие отбор проб по заданной программе, с герметичными контейнерами вместимостью не менее 3 л (рабочий и резервный);
- устройство для ручного отбора точечных проб в соответствии с [10];
- циркуляционные насосы (рабочий и резервный), обеспечивающие требуемый расход нефти через БИК (в случае насосной схемы);
- преобразователь расхода (расходомер);
- регулятор расхода нефти через БИК;
- система промывки поточных преобразователей (при необходимости);
- фильтры (рабочий и резервный) .

В состав БИК могут включаться дополнительные СИ показателей качества нефти (показатели содержания соли, серы).

При измерении массы нефти прямым динамическим методом допускается не включать поточный плотномер в состав БИК, при этом следует предусмотреть место подключения преобразователя плотности для проведения поверки и контроля МХ преобразователей массового расхода.

3.4 Трубопоршневая поверочная установка



Рисунок 3.4 – Трубопоршневая поверочная установка [33]

- Блок ТПУ – состоит из трубопоршневой установки, на входе и выходе которой установлены преобразователи давления , преобразователи

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- температуры , манометры и лабораторный термометр Т.
- Регулятор расхода установлен на выходном коллекторе ;
- Блок регуляторов давления – состоит из двух регуляторов давления типа КЖ (клапан жидкостной), и четырех задвижек.

Узел подключения передвижной ТПУ – состоит из двух задвижек и двух манометров МТИ

Трубопоршневая поверочная установка (ТПУ) обычно оснащена:

- площадками обслуживания камер пуска и приема шара четырехходового крана;
- закрытой дренажной системой с возможностью контроля протечек через краны, врезанные во входной/выходной трубопроводы за пределами калиброванных участков ТПУ;
- патрубками для подключения системы промывки ТПУ и эталонной поверочной установки на базе мерников.

Требования к ПУ согласно РМГ 101-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию» [3]:

Поверочную установку выбирают исходя из следующих условий:

- пропускная способность ПУ должна соответствовать полному диапазону расхода ПР;
- max рабочее давление ПУ должно соответствовать максимальному рабочему давлению СИКН;
- пределы допускаемой относительной погрешности ПУ должны соответствовать требованиям [24];
- обеспечение возможности проведения поверки ПР на месте эксплуатации без нарушения режимов перекачки нефти;

На входе и выходе должны быть установлены:

- термокарман для термометра и преобразователя температуры;

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- манометры и преобразователи давления;
- Необходимо предусмотреть возможность поверки стационарной ПУ при помощи передвижной ПУ или эталонных весов и мерников;
- Трубопроводы подключения ПУ к БИЛ должны проектироваться с наименьшим числом поворотов;
- При опорожнении ПУ участки трубопроводов, ограниченные запорной арматурой, должны опорожняться полностью;
- Стационарная ПУ должна размещаться в здании или иметь теплоизоляцию калиброванного участка;
- Конструкция ПУ должна обеспечивать возможность автоматизированного управления процессом поверки;
- ПУ должна иметь закрытую дренажную систему с герметичной запорной арматурой.

3.5 Система сбора и обработки информации



Рисунок 3.5 – Система сбора и обработки информации [32]

В состав СОИ, независимо от варианта выбранных гидравлических (технологических) схем СИКН, входят [7]:

- шкаф измерительно-вычислительного комплекса;
- шкаф программируемого логического контроллера (ПЛК);
- шкаф вторичной аппаратуры (ШВА);
- шкаф аварийной защиты и сигнализации;
- щит связи;
- автоматизированное рабочее место (далее АРМ) оператора СИКН

(основное);

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- АРМ оператора СИКН (резервное).

ШВА и шкаф ПЛК могут быть объединены в один шкаф.

Требования к СОИ, согласно РМГ 101-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию» [3] :

СОИ автоматизировано выполняет следующие функции: сбор, обработка, отображение, регистрация информации по учету нефти и управление режимами работы СИКН.

- При проектировании СОИ необходимо обеспечить горячее резервирование.

- Число входов СОИ определить при разработке технического задания с учетом резерва.

- СОИ должна обеспечить выполнение следующих функций:

- а) обработку сигналов, которые поступают от первичных измерительных преобразователей;

- б) преобразование значений параметров входных сигналов в значения величин и их отображение;

- в) автоматизацию операций поверки и контроля МХ ПР с формированием протоколов;

- г) отображение и регистрацию измерительной и технологической информации;

- просмотр в масштабе реального времени режимов работы ИЛ и измерительных преобразователей;

- просмотр пределов измеряемых величин, пределов разности показаний преобразователей; - просмотр констант и коэффициентов СИ; - автоматическое построение, отображение и печать графиков измеряемых величин (трендов); - оповещение персонала о нарушениях технологического режима и аварийных ситуациях;

- регистрацию событий в журнале событий;

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

д) автоматизированное управление и технологический контроль за работой оборудования:

– установку режимов работы ИЛ и измерительных преобразователей БИК; - управление задвижками;

– управление пробоотборниками;

– переключение комплектов оборудования;

е) формирование основных отчетных документов:

– отчет (сменного, суточного, месячного);

– паспорт качества нефти;

– акт приема-сдачи;

– суточный оперативный журнал регистрации показаний СИ СИКН;

ж) архивирование данных;

и) печать отчетных документов, журналов событий, протоколов поверки и контроля;

к) личный доступ при помощи паролей по уровням управления и работе с программой;

л) прием данных от систем противопожарной автоматики, контроля загазованности;

м) прием и отображение в реальном времени данных СИ, не входящих в состав СИКН;

н) создание мнемосхем;

о) создание и редактирование шаблонов отчетных документов;

п) защита СОИ от несанкционированного доступа;

р) вывод информации в локальную сеть принимающей (сдающей) стороны по согласованным протоколам обмена

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Технологическая схема СИКН и порядок эксплуатации

Типовой режим работы СИКН с 4 измерительными линиями [32]:

1. Нефть через задвижки поступает в приемный коллектор СИКН, который разветвляется на 4 измерительные линии, каждая из которых может быть рабочей или резервной.

2. Нефть через фильтр поступает на рабочую измерительную линию, регуляторы давления, через задвижку в резервуарный парк.

3. При работе СИКН должны быть проверены на герметичность и опломбированы задвижки, шаровые краны на входе резервных измерительных линий, дренажные задвижки с фильтров пломбой представителя «Стороны, сдающей нефть».

4. В нормальном режиме СИКН в зависимости от находящихся в работе измерительных линий должны быть открыты шаровые краны, задвижки.

5. Посредством вентиля, врезанного на фильтре, удаляется воздух из подключенных в работу измерительных линий.

6. После вывода измерительной линии из работы, закрываются шаровые краны на входе и выходе линий, на ТПУ, сбрасывается избыточное давление через дренажную задвижку в емкость утечек. Контроль протечек осуществляется через вентиль воздушник на крышке фильтра, выведенной из работы измерительной линии.

7. Для ликвидации замкнутого объема в неработающих измерительных линиях должны быть открыты, после проверки на герметичность, соответственно шаровые краны на выходе с измерительных линий.

					«Анализ метрологического обеспечения на нефтетранспортных предприятиях»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Технологическая схема СИКН и порядок эксплуатации	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Королёв А.И.				ДР		
Руковод.		Наплеков В.И.				ТПУ гр. 3-2Т00		
Консульт.								
Зав. каф.		Рудаченко А.В.						

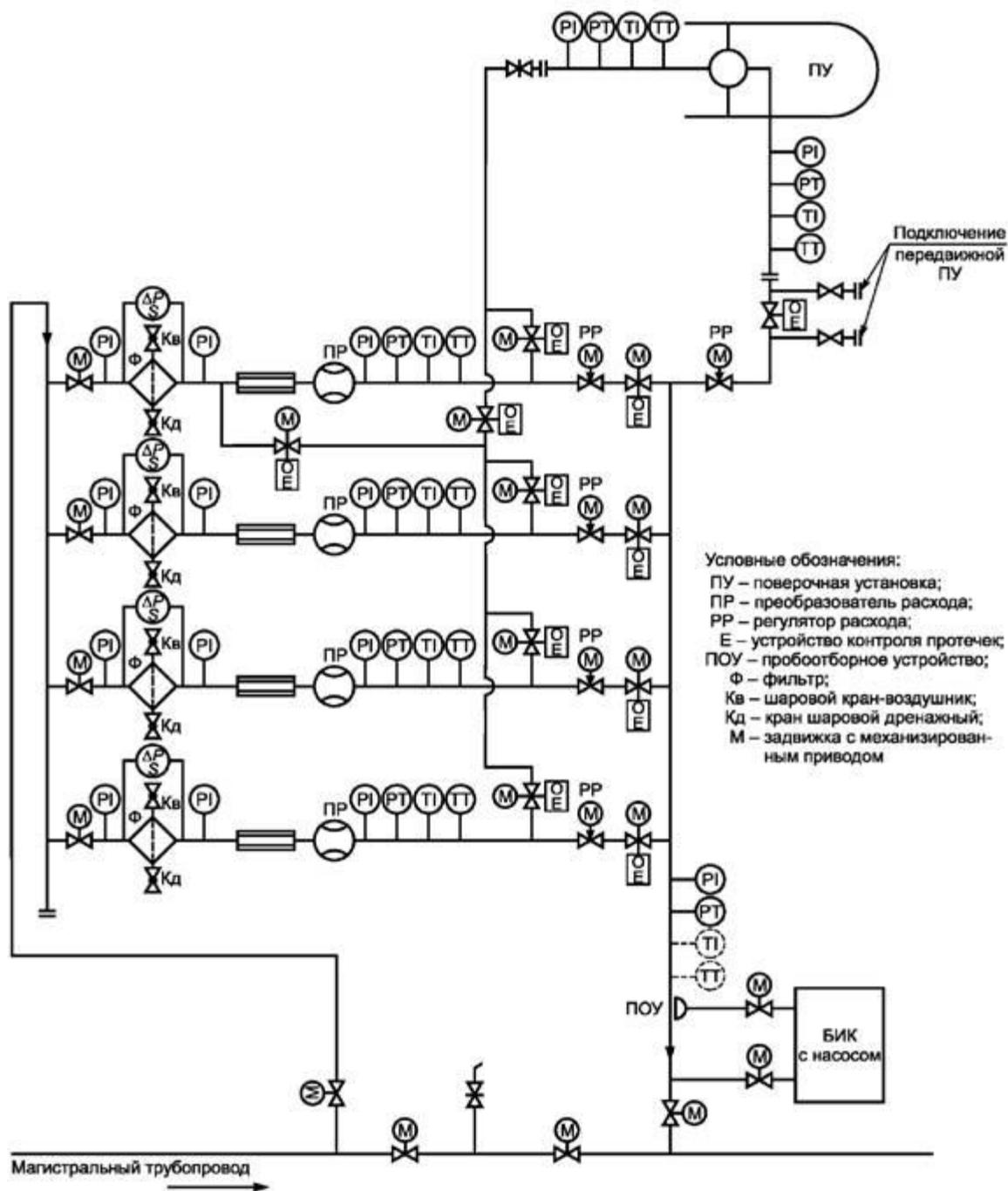


Рисунок 4.1 – Типовая технологическая схема СИКН с 4 измерительными линиями [32]

4.1 Эксплуатация СИКН при нарушении нормальных режимов работы

4.1.1 Переключение на резервную измерительную линию производится в следующих случаях [15]:

- при отказе турбинного преобразователя расхода или измерительного канала. При этом на щит оператора и печатающее устройство выдается сигнал «Отказ ПР»;
- отказ вторичного прибора;

					Технологическая схема СИКН		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

- погрешность ПР превышает $\pm 0.15\%$;
- засорение фильтра, превышение перепада давления на фильтре более 0.1МПа (1.0кгс/см²);
- отказ струевыпрямителя;
- истек срок поверки ПР;
- при обнаружении утечек или неисправности запорной арматуры рабочей линии.

При выходе из строя одной из измерительных линий поток нефти переключают на резервную линию. Рабочую линию закрывают, дренируют (при необходимости), запорную арматуру, участвующую в переключении, проверяют на герметичность и пломбируют. Закрываются шаровые краны на выведенной из работы измерительной линии, сбрасывается избыточное давление через дренажную задвижку в емкость утечек. Контроль герметичности шаровых кранов осуществляется путем открытия вентиля сброса воздуха на фильтре, выведенной из работы измерительной линии.

В «Журнале приема-сдачи смены» записывается время отключения неисправного и время включения резервного ПР.

Если между отказом рабочей измерительной линии и переходом на резервную измерительную линию имеется перерыв, то за минимальное время от момента до перехода на резервную линию, количество перекачанной нефти определяется расчетным путем. При этом параметры потока (давление, температуру, плотность нефти) принимают равными средним значениям за последний отчетный период, значение расхода нефти при этом принимают равным зафиксированному значению за последние два часа при неизменном режиме перекачки, и оформляется Акт, составленный комиссионно.

4.1.2 Перечень ситуаций, при которых продолжается эксплуатация СИКН с одновременным ремонтом (заменой) отдельных элементов [15]:

- отказ одного автоматического пробоотборника производится переход на резервный. При отказе двух пробоотборников – проба отбирается

					Технологическая схема СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

на входе станции автоматическим пробоотборником по согласованию сторон;

- отказ поточного преобразователя плотности - переход на резервный.

Вычисление массы нефти за смену и за сутки при отказе обоих ПП допускается производить в СОИ, вводом с клавиатуры расчетных значений плотности нефти.

Эксплуатацию СИКН без поточных ПП допускают в течение 2-х месяцев (не более). В течение указанного периода владелец СИКН принимает меры по восстановлению вышедших из строя поточных ПП или замене их исправными.

- отказ поточного преобразователя вязкости - переход на резервный.

При отказе двух преобразователей вязкости – вязкость определяется в аналитической лаборатории, и результаты вводятся в УОИ вручную.

При отказе преобразователей давления и температуры, установленных на выходном коллекторе СИКН, давление и температура измеряется с помощью манометров и термометров, результаты измерений в УОИ вносятся вручную.

- отказ газосигнализатора – замер уровня загазованности производит лаборант аналитической лаборатории (обученный);

- отказ манометра – произвести замену;

- отказ одного или двух регуляторов давления – поддержание заданного давления на выходе СИКН выполняется исправным регулятором или задвижкой;

- отказ термометра в БИК – заменить;

- отказ циркуляционного насоса БИК – перейти на резервный.

При отказе двух циркуляционных насосов проба нефти для определения качества отбирается на входе станции автоматическим

					Технологическая схема СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

пробоотборником по согласованию «Стороны, сдающей нефть» и «Стороны, принимающей нефть» ;

- отказ УОИ – в этом случае учет объема нефти производится по механическим счетчикам, с использованием плотности нефти, определенной в аналитической лаборатории по отобранной пробе;

4.1.3 Перечень ситуаций, при которых СИКН должна быть отключена и осуществлен переход на резервную схему учета нефти [15]:

- одновременный отказ ПР (фильтров или струевыпрямителей) на рабочей и резервной линиях или нескольких рабочих линий, если расход через оставшиеся в работе линии превышает допустимые пределы рабочего диапазона ПР;

- реконструкция и проведение плановых работ по обслуживанию, связанных с остановкой СИКН;

- нарушение герметичности трубопроводов и оборудования (выход нефти);

- нарушение герметичности запорной арматуры байпасной линии ;

- аварийные ситуации, при которых эксплуатация СИКН невозможна (пожар и т.п).

- отключение электроэнергии более чем на 30 минут.

Отсутствие дополнительных средств измерения не является причиной перехода на резервную схему учета нефти.

4.1.4 Требования к квалификации обслуживающего персонала СИКН [15]:

К эксплуатации СИКН допускаются лица, достигшие 18 лет, имеющие квалификацию товарного оператора не ниже 3-го разряда, прошедшие обучение в заведении, имеющем лицензию Ростехнадзора, сдавшие экзамены по технической эксплуатации МН, промышленной безопасности и пожарной безопасности.

					Технологическая схема СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Операторы, эксплуатирующие СИКН, должны знать технологическую схему, назначение всех задвижек и уметь быстро и безошибочно выполнять необходимые переключения.

К техническому обслуживанию СИКН допускаются лица, прошедшие специальное обучение и получившие квалификацию на обслуживание СИКН.

Обязанности операторов:

Товарный оператор и оператор НППС обязаны знать «Инструкцию по эксплуатации СИКН» и руководствоваться ею в своей работе.

Вести учет количества и качества нефти.

Выполнять технологические переключения на СИКН.

Следить за режимом работы оборудования СИКН.

Принимать меры по обеспечению учета нефти при возникновении отказов оборудования.

Содержать в чистоте оборудование СИКН.

Вести оперативную и эксплуатационную документацию.

Работники, обслуживающие СИКН должны знать схему расположения трубопроводов, назначение всей запорной арматуры и оборудования СИКН.

Прекращение ведения учетных операций по СИКН:

Прекращение (временное) учетных операций, если «Сторона, сдающая нефть» не согласовала на уровне ОАО «Стороны, принимающую нефть» о подходе обводненной партии нефти или газовоздушной пробки после проведения плановых работ на МН осуществляется в случаях:

- а) при содержании воды в нефти более 0,5%;
- б) при наличии свободного газа в нефти;
- в) при полном отказе основной и резервной схем учета.

Решение о прекращении учетных операций принимают диспетчеры сдающей и принимающей Сторон с извещением своих вышестоящих инстанций.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

При прекращении учетных операций составляют «Акт отключения СИКН» в 2 -х экземплярах, если до прекращения учетные операции велись с применением СИКН.

Оперативный персонал принимает меры по выявлению причин закачки некондиционной нефти, при необходимости проводит испытания точечных проб нефти в испытательной лаборатории с целью оценивания количества воды.

4.2 Документы, обязательные к наличию для СИКН [15]:

1. Акт (копия акта) ввода СИКН в промышленную эксплуатацию.
2. Экспертное заключение на проект СИКН.
3. Материалы испытаний СИКН с целью утверждения типа и методики поверки СИКН в целом.
4. Сертификат об утверждении типа СИКН с описанием типа.
5. Утвержденная МВИ массы нефти СИКН и свидетельство об аттестации МВИ.
6. Формуляр на СИКН, ПУ формуляры или паспорта на СИ, входящие в состав СИКН.
7. Паспорт на пробозаборное устройство.
8. Протокол поверки СИ, входящих в состав СИКН.
9. Свидетельство о поверке СИ, входящих в состав СИКН.
10. Выписка из графиков (или копии графиков) поверок СИ, входящих в состав СИКН.
11. Протокол контроля метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН .
12. Графики контроля метрологических характеристик, входящих в состав СИКН
13. График проведения ТО-1, ТО-2, ТО-3.
14. График чистки фильтров.

					Технологическая схема СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

15. График ревизии пробозаборного устройства.
16. Инструкция по эксплуатации СИКН.
17. Журнал технического обслуживания
18. Журнал регистрации показаний средств измерений СИКН.
19. Журнал установки (снятия) пломб.
20. Акт (донесения) об отказах технологического оборудования, СИ, входящих в состав СИКН.
21. Акт отключения СИКН.
22. Акт проверок герметичности запорной арматуры СИКН.
23. Акт ревизии и проверок пробозаборного устройства.
24. Заверенная копия приказа о назначении лица, ответственного за эксплуатацию СИКН.
25. Должностные инструкции на персонал, ответственного за эксплуатацию СИКН.

					Технологическая схема СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

