

Клим О.В.

**Приборы и методы контроля качества
продукции на предприятиях ТЭК,
нефтехимической и пищевой
промышленности**



**Санкт-Петербург
2012**

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, МЕХАНИКИ И
ОПТИКИ**

Клим О.В.

**Приборы и методы контроля качества
продукции на предприятиях ТЭК,
нефтехимической и пищевой
промышленности**

Учебное пособие



**Санкт-Петербург
2012**

Клим О.В. Приборы и методы контроля качества продукции на предприятиях ТЭК, нефтехимической и пищевой промышленности. Учебное пособие. СПб: НИУ ИТМО, 2012. – 81 с.

Настоящее учебное пособие по курсу «Введение в специальность» предназначено для студентов, обучающихся по направлениям 223200 «Техническая физика», 241000 «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии». В пособии основное внимание уделено приборам и физико-химическим методам контроля качества углеводородного сырья и нефтепродуктов, как основе создания информационных технологий ТЭК. Методическое пособие состоит из 5 разделов, охватывающих вопросы, связанные с информационными технологиями, кратким обзорам используемых приборов и методов контроля качества основных видов сырья и выпускаемой продукции, а также правил техники безопасности на предприятиях ТЭК.

Рекомендовано к печати Ученым советом инженерно-физического факультета, протокол №9 от 19.06.2012.



В 2009 году Университет стал победителем многоэтапного конкурса, в результате которого определены 12 ведущих университетов России, которым присвоена категория «Национальный исследовательский университет». Министерством образования и науки Российской Федерации была утверждена программа его развития на 2009–2018 годы. В 2011 году Университет получил наименование «Санкт-Петербургский национальный исследовательский университет информационных технологий, механики и оптики»

© Санкт-Петербургский национальный исследовательский университет информационных технологий, механики и оптики, 2012

© Клим О.В., 2012

Аннотация

Настоящее пособие по курсу «Введение в специальность» предназначено для студентов 1-го курса НИУ ИТМО, обучающихся по направлениям подготовки бакалавров «Техническая физика» и «Энерго- и ресурсо-сберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии». Курс рассчитан на 1 учебный семестр, состоящий из двух модулей.

В пособии основное внимание уделено приборам и физико-химическим методам контроля качества, как основе для создания информационных технологий ТЭК.

Главная задача пособия – дать студентам основные сведения по дисциплинам специальности и предстоящим видам трудовой и учебной деятельности, сориентировать и подготовить к самостоятельной работе с технической литературой и обширной справочной и технической информацией с помощью библиотечных и электронных ресурсов для написания рефератов и выполнения практических заданий.

Методическое пособие состоит из 4-х разделов. Первый раздел содержит общие сведения по информационным технологиям ТЭК и организации измерений на предприятиях ТЭК. Второй раздел посвящен обзору приборов и методов контроля качества на предприятиях ТЭК. Раздел 3 содержит основные сведения по нефтепереработке и правилам безопасности на предприятиях ТЭК. В разделе 4 рассмотрены методы контроля основных видов сырья и продукции. Далее приведены основные термины и определения.

Поддача материала рассчитана на выработку понимания физических и физико-химических принципов работы датчиков и сенсоров (особенно основанных на взаимодействии оптического излучения с веществом), а также физико-химических свойств получаемой продукции с учетом её компонентного состава, молекулярной структуры и межмолекулярных взаимодействий. А также на выработку творческого подхода при решении различных аналитических и технических задач с одной стороны и формирование ответственности в рамках строгих формальных метрологических законов и норм и правил промышленной безопасности с другой стороны.

Введение

С увеличением производства и потребления продукции ТЭК, развитием нефте- и газотранспортных систем, задачи контроля качества продукции предприятий приобрели насущную актуальность. Практика эксплуатации предприятий ТЭК подтверждает необходимость создания и применения эффективных систем контроля безопасности и систем экологического мониторинга.

Решение этих задач требует привлечения современных методов исследования и использования широкого спектра новейшего оборудования, а также создания информационно-аналитических систем и комплексов различного профиля, адаптированных под специфические условия работы на предприятиях ТЭК.

Такие системы как основа информационных технологий контроля качества и мониторинга безопасности могут успешно применяться практически на всех предприятиях и лабораториях химического и нефтехимического профиля, а также в металлургической и пищевой промышленности.

Ключевая роль в применении информационных технологий ТЭК также принадлежит законодательной метрологии и нормативной документации и стандартам на взрывозащищенное оборудование для взрывоопасных сред, на требованиях которых осуществляется:

- Создание приборов и датчиков физических величин и физико-химических параметров углеводородного сырья и продуктов (в том числе на основе нанотехнологий);
- Разработка приборов для измерения параметров качества нефтепродуктов и пищевых продуктов на основе компьютерных технологий;
- Создание эффективных информационных систем контроля качества продукции и коммерческого учета на предприятиях ТЭК на основе приборов и устройств различного назначения;
- Создание эффективных информационных систем мониторинга, безопасности эксплуатации объектов ТЭК.

Основной целью образовательных программ по направлению подготовки 223200 «Техническая физика» и 241000 «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии» является подготовка высококвалифицированных специалистов, соответствующих современным требованиям к выпускникам вуза, с учетом потребностей рынка труда Санкт-Петербурга и регионов России.

Будущие магистры будут способны использовать информационные

технологии и математическое моделирование для описания различных физических и физико-химических процессов, для контроля качества продукции нефтепереработки, работать на современном оборудовании в научных, научно-производственных и производственных лабораториях по исследованию выпускаемой продукции.

Подготовка бакалавров и магистров ведется с участием ряда промышленных предприятий, научно-производственных объединений, научно-исследовательских институтов и вузов Санкт-Петербурга, что дает возможность получить отличные знания и неоценимый опыт в различных сферах деятельности: производственной, научно-исследовательской, административной и т.д.

Программа подготовки включает следующие основные дисциплины:

- АСУТП и телекоммуникационные системы предприятий ТЭК;
- Интегрированные анализаторные комплексы;
- Организация измерений и законодательная метрология;
- Топливные циклы и предприятия ТЭК;
- Сенсорные материалы и нанотехнологии.

В рамках этих дисциплин будущие специалисты получают подготовку и осваивают:

- Метрологическое обеспечение и методы определения параметров качества нефти, природного газа, сжиженные углеводородные газы и нефтепродуктов (моторные топлива, масла, смазки);
- Нормативные национальные, межгосударственные, международные и отраслевые документы;
- Основные положения логистики (транспортировки) нефти, нефтепродуктов и газа;
- Основные технологические процессы подготовки и переработки углеводородного сырья;
- Основы технической диагностики производственных установок предприятий нефтехимического, и нефтегазового профиля, транспортных трубопроводов и электростанций;
- Общие положения безопасности труда. Системный подход к безопасности труда;
- Охрана окружающей природной среды на объектах ТЭК;
- Психологические основы поведения персонала в аварийных ситуациях.

РАЗДЕЛ 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ИЗМЕРЕНИЙ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ТЭК

1.1. Структура топливно-энергетического комплекса. Виды и специфика информационных технологий ТЭК

Если до конца 19-го века основными видами топлива были каменный уголь и дрова, то в начале 20-го столетия благодаря как успехам фундаментальных наук, так и бурному развитию инженерных дисциплин, в индустриально развитых странах стал формироваться топливно-энергетический комплекс, как отдельная область промышленности.

Современная структура ТЭК, как в мире, так и в РФ, начала активно формироваться, начиная с 30-х годов прошлого столетия и в основном сформировалась к концу 70-х, когда были построены и введены в эксплуатацию как основные производственные предприятия (электростанции, нефте- и газоперерабатывающие заводы), так и соответствующая инфраструктура (нефте- и газопроводы, АЭС, электрические распределительные сети).

В сложившемся виде она сохранялась до начала-середины 90-х, после чего в структуре ТЭК РФ происходили многочисленные организационные и управленческие изменения, связанные с приватизацией и образованием частных нефтяных компаний, реорганизацией РАО ЕЭС, а также изменением доли участия государства в управлении как отдельными секторами и компаниями ТЭК, так энергетическим комплексом в целом.

В настоящее время структура ТЭК РФ представлена следующими подразделениями:

- генерирующие компании, объединенные по региональному принципу, которые включают в себя электростанции, распределительные сети и сбытовые компании;
- вертикально-интегрированные нефтяные и газовые компании (ЛУКОЙЛ, РОСНЕФТЬ, ГАЗПРОМ, ТНК-ВР, ГАЗПРОМНЕФТЬ, Татнефть, Башнефть, Сургутнефтегаз и др.);
- горнодобывающие (угольные) компании;
- предприятия, входящие в структуру Росатома (АЭС, предприятия по наработке и переработке ядерного топлива);
- компании по транспортировке нефти и нефтепродуктов (Транснефть, Транснефтепродукт).

Следует отметить, что в ближайшей перспективе в мире ожидается рост количества предприятий, представляющих альтернативные и возобновляемые источники энергии, которые в настоящий момент в РФ практически не

представлены. В этой связи, а также по причине природной органической близости и общности углеводородного сырья к предприятиям ТЭК, можно условно отнести часть агропромышленного комплекса, поскольку современные технологии выращивания и переработки сельскохозяйственных культур позволяют не только получать пищу (которую можно рассматривать, в частности, как топливо для живых организмов), но и производить, например, моторные топлива, по стоимости сопоставимые с топливами из нефтепродуктов.

Что касается современного технического состояния предприятий ТЭК РФ и СНГ и тесно связанных с ним нефтехимических предприятиями, то к началу 21 века большинство из них выработало свой ресурс, как с точки зрения технической и экономической эффективности технологических процессов, так и по причине физического и морального износа оборудования. В последнее десятилетие рядом компаний при активном участии правительства РФ был принят ряд программ по модернизации, а в ряде случаев и по восстановлению предприятий ТЭК, реализация которых ведется в настоящее время активными темпами, с привлечением передовых технологий и накопленного мирового опыта.

Одним из ключевых подходов при модернизации, реконструкции и строительстве новых предприятий ТЭК является требование максимальной, а иногда и полной автоматизации технологических процессов, что обусловлено не только стремлением к повышению производительности труда и повышению качества продукции, но и спецификой производственных процессов, большинство из которых являются взрывопожароопасными.

С появлением в конце прошлого века надежных доступных по цене промышленных и персональных компьютеров, автоматизированных систем управления на их основе, а также автоматизированных и автоматических лабораторных и промышленных приборов и анализаторов, и их активным внедрением на предприятия ТЭК, стало возможным развитие и специфических информационных технологий, присущих данному типу предприятий.

Основными видами ИТТЭК являются:

- технологии контроля качества продукции при производстве и реализации, (в том числе коммерческий учет сырья и энергоносителей);
- технологии контроля взрывопожаро-, радиационной и экологической безопасности производства;
- технологии энергосбережения при добыче, транспортировке, производстве и потреблении энергоносителей.

Отличительной особенностью данных технологий является то, что все они базируются на сложных высокоточных приборах, сигнализаторах и других устройствах, сочетающих в себе практически все известные физические сенсоры, физические и физико-химические методы анализа,

автоматические устройства и модули, а также средства обработки, хранения и передачи информации. Специфика ИТТЭК обусловлена необходимостью реализации в условиях взрывопожаро- или радиационно- опасных производств, с учетом климатических и сейсмических условий в регионе местонахождения конкретных предприятий.

1.2. Организация измерений на предприятиях ТЭК. Информационные системы на предприятиях ТЭК. Способы передачи данных измерений. Система государственной стандартизации и сертификации

Для реализации каждого вида информационной технологии на предприятиях ТЭК реализуется определенная система измерений различных физических и физико-химических величин и параметров. Различают два основных способа организации измерений: лабораторный анализ, который требует отбора и доставки объекта измерений или его представительного образца вместо установки прибора или испытательного оборудования, и потоковый анализ, при котором измерительная информация поступает непосредственно от объекта измерения. Типичными объектами измерения на предприятиях ТЭК являются потоки жидких и газообразных углеводородов, технологических газов и жидкостей, протекающих по транспортным или технологическим трубопроводам или находящиеся в резервуарах и хранилищах.

Лабораторный анализ, как правило, осуществляется в нескольких специализированных аналитических лабораториях, каждая из которых выполняет определенные производственные задачи.

Например, на нефтеперерабатывающих заводах различают следующие типы лабораторий:

1. товарная лаборатория, которая осуществляет выходной контроль качества готовой товарной продукции предприятия и выпускает паспорта качества;
2. контрольная лаборатория, которая осуществляет входной контроль качества сырья, а также контроль качества промежуточных продуктов в ходе технологического процесса;
3. исследовательская лаборатория, которая занимается изучением свойств продукции, отработкой и выдачей рекомендаций по улучшению технологического процесса и производству новой продукции или продукции с улучшенными показателями качества;
4. лаборатория экологического контроля, которая осуществляет контроль за чистотой дымовых выбросов, промышленных стоков, состоянием и безопасностью воздуха рабочей зоны предприятия.

При возникновении спорных ситуаций между хозяйствующими объектами, а также при коммерческих операциях с энергоносителями применяется практика обращения к специализированным сертификационным или экспертным лабораториям, аккредитованным на проведения арбитражных измерений или анализов, данные которых имеют внутригосударственный или международный статус.

Однако для организации технологических процессов и целей экологического мониторинга также необходимо осуществлять различные измерения в реальном масштабе времени. Организацией этого вида измерений занимаются специальные службы, в частности специалисты цеха контрольно-измерительных приборов и специалисты по АСУТП. Курирует работу всех служб и подразделений, ответственных за организацию измерений на предприятии, отдел главного метролога.

В настоящее время данные результатов измерений, как правило, поступают либо в локальные информационные сети и системы управления, либо в единую информационную сеть предприятия. Передача измерительных данных в эти системы осуществляется либо автоматически, при использовании автоматических приборов и анализаторов, либо переносится вручную лаборантами и операторами из протоколов и журналов измерений. При автоматической передаче данных используются как аналоговые (4-20 мА, 0-1 В), так и цифровые каналы, и протоколы связи (RS-232, RS 422, RS-485 (протоколы Modbus, Fieldbus, Profibus, HART)), Ethernet (протокол TCP IP и др.) по электрическим или оптоволоконным кабелям. Беспроводные каналы связи на предприятиях ТЭК практически не применяются.

Регулирование деятельности лабораторий и служб предприятий в области организации и проведения измерений со стороны государства осуществляется в рамках закона «О единстве средств измерений» принятом в 2009 году. Закон определяет в частности общий порядок проведения сертификации, поверки приборов или аттестации испытательного оборудования, и определяет работу соответствующих организаций входящих в систему Ростехрегулирования и Росстандарта, которыми являются федеральные и региональные метрологические службы, федеральные метрологические институты (ВНИИМ им. Д.И. Менделеева, ВНИИМС и др.). Основой организации измерений в РФ служат первичные и вторичные государственные эталоны физических и физико-химических величин, в частности в практике организации и контроля правильности измерений на предприятиях ТЭК и широко используются государственные стандартные образцы, поверочные образцы и газовые смеси.

Также деятельность по организации измерений на предприятиях ТЭК регламентируется системой сертификации оборудования, допускаемого к применению во взрывопожароопасных зонах.

1.3. Общая классификация и характеристики приборов и методов контроля качества, применяемых в ТЭК. Основные виды погрешностей измерений

Спецификой измерений при контроле качества на предприятиях ТЭК и нефтехимического профиля, является необходимость применения не только приборов, но и специальных методов или методик выполнения анализа, многое из которых выполняются с применением химических реагентов и требуют проведения различных подготовительных процедур (отбора и специальной подготовки пробы).

В настоящее время как зарубежными, так и отечественными компаниями выпускаются десятки типов и сотни моделей, самых разнообразных приборов и испытательного оборудования для контроля физических и физико-химических параметров, реализующих практически все известные физические принципы и различные методы выполнения анализа.

Основная часть анализов и измерений по определению параметров качества нефтепродуктов выполняется на основе стандартных методов измерений, процедура которых четко регламентирована в государственных и межгосударственных нормативных документах (стандарты Российской Федерации ГОСТ Р, стандарты стран Европейского Союза EN, стандарты США ASTM D, международных стандартах ISO и др.) и некоторых специальных стандартах (например стандарты компании UOP, стандарты Американского института нефти API и др.).

Ниже приведены основные характеристики приборов и методов контроля качества, которые применяются для классификации и выбора аналитического оборудования.

Технические характеристики датчиков, приборов и испытательного оборудования

Основные метрологические характеристики

- Измеряемая величина или определяемый параметр(ы);
- Метод или физический принцип измерения;
- Диапазон(ы) измерения;
- Единица(ы) измерения;
- Точность измерения (характеристиками точности служат виды и нормы погрешности перечисленные ниже);
- Время цикла измерений (или время отклика).

Дополнительные метрологические характеристики

- Селективность (мешающие факторы);

- Чувствительность;
- Тип и объем пробы;
- Соответствие стандартным методам измерений;
- Тип прибора (стационарный или портативный, лабораторный или потоковый);
- Количество измеряемых потоков (для потоковых анализаторов);
- Диапазон допустимых значений давлений, температуры, вязкости, расхода пробы (для потоковых анализаторов);
- Степень автоматизации (ручной, полу-автоматизированный или автоматический).

Эксплуатационные характеристики

- Габариты и вес;
- Эргономичность;
- Электропитание и потребляемая мощность;
- Сигнальные выходы, внешние интерфейсы и протоколы управления;
- Условия эксплуатации (диапазон температур и влажности окружающей среды);
- Тип исполнения (тип климатической и взрывозащиты);
- Необходимость в дополнительном обеспечении (газы, вода, пар, хладагент);
- Необходимость в отборе и подготовке пробы;
- Необходимость калибровки;
- Необходимость и периодичность технического обслуживания;
- Ремонтопригодность;
- Срок службы.

Экономические характеристики

- Стоимость оборудования;
- Стоимость эксплуатации, технического обслуживания;
- Экономический эффект;

Технические характеристики методов выполнения измерений

- Измеряемая величина (определяемый параметр);
- Точность измерения (характеристиками точности служат виды и нормы погрешности перечисленные ниже);
- Физический принцип измерения;
- Соответствие стандарту;

- Дополнительные характеристики (прямой или косвенный, расчетный или приборный, ручной или автоматизированный, арбитражный или экспрессный);
- Требования по отбору и подготовке пробы;
- Требования по типу исполнения и точности приборов и оборудования;
- Требования по чистоте реагентов;

Основные виды погрешностей измерений

Точность приборов может быть определена следующими основными видами погрешности:

- абсолютной погрешностью измерения;
- относительной погрешностью измерения;
- приведенной погрешностью;
- классом точности;
- дрейфом базовой линии;
- стабильностью калибровки нижнего и верхнего пределов диапазона измерений;
- линейностью калибровочной характеристики или отклика;
- температурной зависимостью показаний;

Точность аналитических методов в значительной мере зависит от случайных погрешностей, поэтому для ее определения пользуются нормативами повторяемости (сходимости) метода и воспроизводимости метода.

РАЗДЕЛ 2. КРАТКИЙ ОБЗОР ПРИБОРОВ И МЕТОДОВ ИЗМЕРЕНИЯ ОСНОВНЫХ ФИЗИЧЕСКИХ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ СЫРЬЯ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

2.1. Основные физические величины

Ключевые с точки зрения контроля технологических процессов метрологические характеристики приборов для измерения основных физических параметров нефтепродуктов приведены в Таблице 2.1. Поскольку основные физические величины и приборы известны из школьного курса физики, а также будут подробно изучаться в рамках соответствующих курсов и дисциплин, в данном разделе приведены лишь некоторые определения и примеры отдельных приборов и оборудования (Таблицы 2.2-2.4). Также следует отметить, что ведущие производители аналитического оборудования и приборов меняют модельный ряд в среднем через каждые 5-10 лет.


Данные, приведенные в Таблице 1, являются типичными для приборов, применяемых на предприятиях ТЭК, и нефтехимической промышленности и не охватывают всего разнообразия приборов и диапазонов характеристик. Особое внимание следует обратить на время измерения (или проведения анализа), поскольку эта характеристика является принципиальной для обновления данных в информационных системах и системах управления. Изучение принципов действия и возможностей приборов для научных и специальных применений вынесено на самостоятельную работу студентов.

Таблица 2.1 Метрологические характеристики приборов для измерения основных физических параметров нефтепродуктов

Тип прибора	Диапазон и единицы измерений	Точность	Время измерения
МАССА			
Весы промышленные	0-1/100/1000 кг 0-60 тонн	От ± 1 г до ± 1 кг	10-30 сек
Весы аналитические	0-1/10/210 г	От ± 0.1 мг до $\pm 0,1$ г	30-60 сек
ДАВЛЕНИЕ			
Манометры	0-200/1600/60000 кПа 0-2/16/60 МПа	От ± 10 до ± 1000 кПа	1-10 сек
Вакуумметры	0-100/1000/10000 Па	От ± 0.001 до ± 10 Па	1-10 сек
ТЕМПЕРАТУРА			
Термометры ртутные	От $- 90$ до $+400$ °С	От $\pm 0,01$ °С до ± 1 °С	1-5 мин

Термометры сопротивления	От – 90 до +400 °С	От ±0,01 °С до ±1 °С	5-10 сек
Термопары	От – 90 до +1500 °С	От ±0,01 °С до ±1 °С	1-10 сек
РАСХОД			
Механические ротаметры	От 0-1/10/ 100 л/мин	От ± 10 до ± 1000 мл/мин	10-30 сек
Электронные расходомеры	От 0-1/100/ 10000 л/мин	От ±0.1 до ± 10 мл/мин	1-10 сек
ПЛОТНОСТЬ			
Ареометры	От 0.5 до 1,1 г/см ³	От ±0.005 до ±0,01 г/см ³	1-2 мин
Электронные плотномеры	От 0 до 3 г/см ³	От ±0.001 до ±0,00002 г/см ³	10-60 сек
ВЯЗКОСТЬ КИНЕМАТИЧЕСКАЯ			
Капиллярные вискозиметры	0-100/10000/100000 сСт	От 0.3 % до ±6 %	1-10 мин
ВЯЗКОСТЬ ДИНАМИЧЕСКАЯ			
Ротационные и вибрационные вискозиметры	0-100/10000/10 ⁸ Па·с	От ±0.1 до ± 100 Па·с	1-2 мин
ПОКАЗАТЕЛЬ ПРЕЛОМЛЕНИЯ			
Электронные рефрактометры	1,33 – 1,65	От ±0.001 до ±0,00002	10-60 сек
ПРОВОДИМОСТЬ			
Кондуктометры	0-100/10000/100000 мСм	От ±0.1 до ± 10 мСм	
ЦВЕТНОСТЬ			
Колориметры	0 -8 ед. шкалы ASTM -16..+30 ед. шкалы Сейболта	±0.5 шкалы ASTM ±1 ед. шкалы Сейболта	10-60 сек

Таблица 2.2 Автоматические плотномеры серии DA фирмы «Киото Электроникс», Япония

<p>Принцип измерения: по частоте осцилляции U-образной стеклянной ячейки. Калибровка по сухому воздуху и дистиллированной воде. Ввод пробы, промывка и осушка ячейки после анализа: автоматическая с помощью встроенного насоса (в модели DA-100 ручная с помощью шприца). Время измерения: 1-4 минуты. Управление: сенсорный ЖК-дисплей, подключение к компьютерной сети через разъем USB</p>	<p>DA-100</p> 
--	--


Характеристики:	DA-100	DA-640	DA-645	DA-650	DA-640/645/650
Диапазон:	0...3 г/см ³	0...3 г/см ³	0...3 г/см ³	0...3 г/см ³	
Точность:	±0.001 г/см ³	±0.0001 г/см ³	±0.00005 г/см ³	±0.00002 г/см ³	
Диапазон температур:	+15...+40 °С	0...+90 °С	0...+90 °С	0...+90 °С	
Точность поддержания температуры:	±0.1 °С	±0.05 °С	±0.03 °С	±0.02 °С	
Коррекция вязкости:	нет	есть	есть	есть	
Эл. питание:	~220-240В/ 50Гц, 30Вт	~220-240В/50Гц, 100Вт			
Габариты и вес:	275x350x16 5 мм, 6 кг	540x480x460 мм, 18 кг			

Таблица 2.3 Автоматические рефрактометры серии RA фирмы «Киото Электроникс», Япония

Принцип измерения: показатель преломления текучего образца определяется для желтой линии натрия (n_D) на длине волны 589.3 нм путем измерения угла полного внутреннего отражения луча, направляемого на образец через сапфировую призму, которая является дном измерительной кюветы.

Имеется возможность автоматического пересчета показателя преломления в процентное содержание сахара.

Ввод пробы: ручной с помощью шприца или с помощью автоматического пробоотборника.

Время измерения: 1-4 минуты.

Управление: сенсорный ЖК-дисплей, подключение к компьютерной сети через разъем USB

RA-600



RA-620



<p><i>Технические характеристики:</i> Диапазон измерения показателя преломления(n_D) 1.3200 - 1.7000 Точность измерения показателя преломления: ± 0.0001 Температурный диапазон 5 – 75 °С Точность поддержания температуры ± 0.1 °С Минимальный объем образца 0.2 мл Габариты: 192x281x166 мм, вес: 5 кг Питание: ~ 220-240В / 50 Гц</p>	<p><i>Технические характеристики:</i> Диапазон измерения показателя преломления (n_D) 1.3200 - 1.5800 Точность измерения показателя преломления: ± 0.00002 Температурный диапазон 5 – 75 °С Точность поддержания температуры ± 0.01 °С Минимальный объем образца 0.2 мл Габариты: 192x281x166 мм, вес: 5 кг Питание: ~ 220-240 В / 50Гц</p>
--	---

Таблица 2.4 Промышленные анализаторы для определения цветности и показателя преломления

<p>КОЛОРИМЕТР ICON, Великобритания</p> 	<p>РЕФРАКТОМЕТР MASELLI UR-X1, Италия</p> 
<p>ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ: Измеряемые параметры: цветность нефтепродуктов по шкалам ASTM 1500 и Сейболта, пропускание Диапазон измерения: – 0-8 ед. шкала ASTM; – . -16+32 ед. шкала Сейболта%; – 0-100%. Точность: согласно МВИ или $\pm 0,01\%$ Время цикла измерений: непрерывно</p>	<p>ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ: Измеряемые параметры: показатель преломления или концентрация Диапазон измерения: 1.32 -1.54 Точность: $\pm 0,00002$ Время цикла измерений: непрерывно</p>

<p>ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ: Взрывозащита: EExd[ia]IICT4 Температура пробы: 0...150 °С Давление и расход пробы: до 10 атм Сигнальные выходы: 4-20 мА, Modbus Электропитание: ~220/240 В, 50Гц, 100 Вт Технологическое обеспечение: не требуется Способ и условия установки: установка на панели, работа при окружающей температуре 0...+55 °С Управление: встроенный ПК touch-screen Габариты и вес: 1000x550x270 мм с панелью, вес 65 кг</p>	<p>ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ: Взрывозащита: EEx[ia]IICT4 Температура пробы: 0...150 °С Давление и расход пробы: до 10 атм Сигнальные выходы: 4-20 мА, Modbus Электропитание: ~220/240 В, 50Гц, 30 Вт Технологическое обеспечение: не требуется Способ и условия установки: установка непосредственно на трубопроводе, работа при окружающей температуре (-10)...+50 °С Управление: локальный дисплей Габариты и вес: 450x350x270 мм, вес 15 кг</p>
---	---

2.2. Основные физическо-химические величины

В данном разделе приведены краткие сведения о приборах и методах контроля основных физико-химических параметров качества нефтепродуктов. Ключевые с точки зрения контроля качества и создания информационных технологий контроля качества продукции метрологические характеристики приборов для измерения основных физико-химических параметров нефтепродуктов приведены в Таблице 2.5. Примеры отдельных приборов и оборудования приведены в Таблицах 2.6-2.8. Некоторые специальные приборы и методы будут также рассмотрены в Разделе 4. Детальное изучение данного материала будет возможным после изучения курсов физической и аналитической химии.

Таблица 2.5 Основных физико-химических параметров нефтепродуктов

Тип прибора	Диапазон и единицы измерений	Точность	Время анализа
КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ			
хроматографы	0-1/10/100 % масс или % об. 0-10/100/1000 ppm	от 1 % до 6 % отн. ед.	2-2 мин
газоанализаторы	0-1/10/100 % об. 0-1/10/100/1000 ppm	от 1 % до 10% отн. ед.	30-120 сек
титраторы	0-1/10/100 % масс 0-10/100/1000 ppm	от 3 % до 10% отн. ед.	2-20 мин

спектрофотометры	0-1/10/100 % масс	от 1% до 3% отн. ед.	1-10 сек
ФРАКЦИОННЫЙ СОСТАВ			
Аппараты для атмосферной перегонки	0-100% (0-400 °С)	± 0,5% (от ±1 °С до ±4 °С)	30-40 мин
Аппараты для вакуумной перегонки	0-100% (0-600 °С)	± 0,5% (от ±1 °С до ±4 °С)	40-60 мин
ТЕПЛОТВОРНАЯ СПОСОБНОСТЬ			
Калориметры	0-100 МДж/кг	От ± 0,1 до ± 0.5 МДж/кг	5-10 мин
ОКТАНОВОЕ ЧИСЛО			
Октановые машины	50-100 ед	± 0,5 ед	60 мин
Инфракрасные спектрофотометры	50-100 ед	от ±0.2 до ± 2.5 ед	1-10 сек
ЦЕТАНОВОЕ ЧИСЛО			
Цетановые машины	30-60 ед	± 1 ед.	30-60 мин.
Инфракрасные спектрофотометры	30-60 ед	от ±0.2 до ± 2.5 ед	1-10 сек
ТЕМПЕРАТУРА ВСПЫШКИ			
Анализаторы температуры вспышки	-20...+400 °С	от ±1 °С до ±4 °С	10-30 мин
ДАВЛЕНИЕ НАСЫЩЕННЫХ ПАРОВ			
Анализаторы давления насыщенных паров	0-200/1600 кПа	от ±1 до ± 10 кПа	5-10 мин
ТЕМПЕРАТУРА ПОМУТНЕНИЯ И ЗАМЕРЗАНИЯ			
Анализаторы температуры помутнения и замерзания	-60+30 °С	от ±2 °С до ±4 °С	20-30 мин
ТЕМПЕРАТУРА ЗАСТЫВАНИЯ			
Анализаторы температуры застывания	-80+30 °С	от ±2 °С до ±4 °С	20-40 мин
ТЕМПЕРАТУРА ПРЕДЕЛЬНОЙ ФИЛЬТРУЕМОСТИ			
Анализаторы температуры предельной фильтруемости	-80+30 °С	от ±2 °С до ±4 °С	20-40 мин

Таблица 2.6 Автоматические лабораторные приборы для определения параметров нефтепродуктов фирмы «Танака», Япония

<p>Автоматический анализатор температуры вспышки в открытом тигле Кливленда Модель АСО-7</p> 	<p>Автоматический анализатор температуры вспышки в закрытом тигле Пенски-Мартенса Модель АРМ-7</p> 	<p>Автоматический анализатор температуры вспышки в закрытом тигле Тага Модель АТГ-7</p> 
<p>Технические характеристики</p>		
<p>Соответствие стандартам: EN ISO 2592, ASTM D92, ГОСТ 4333. Диапазон измерения: 80-400 °С. Детектирование вспышки: по изменению температуры при ионизации. Поджиг: газовым пламенем Эл. питание: ~220-240В/50Гц, 1 кВт Габариты и вес: 230x455x385 мм, 20кг</p>	<p>Соответствие стандартам: EN ISO 2719, ASTM D93, ГОСТ 6356. Диапазон измерения: 40-370 °С. Детектирование вспышки: термопарой с небольшой массой. Поджиг: газовым пламенем или электрический по выбору. Эл. питание: ~220-240В/50Гц, 700 В Габариты и вес: 230x480x385 мм, 24кг</p>	<p>Соответствие стандарту: ASTM D56. Диапазон измерения: от окруж. температуры среды до 95 °С, (низкотемпературная опция от -20 °С при использовании внешнего криостата) Детектирование вспышки: термопарой с небольшой массой. Поджиг: газовым пламенем или электрический по выбору. Эл. питание: ~220-240В/50Гц, 500 Вт Габариты и вес: 230x480x385 мм, 22 кг</p>
<p>Анализаторы температуры вспышки состоят из соответствующих тестовых блоков и универсального контрольного блока FC-7. С помощью дополни-</p>		

тельного устройства переключения CHG-7, возможно подключение двух любых тестовых блоков к одному контрольному. Особенности анализаторов, обеспечивающими их высокую надежность, простоту и удобство при работе и обслуживании являются:

- принудительное охлаждение нагревателя сжатым воздухом после анализа для увеличения производительности определения;
- плавный подъем температуры за счет специальной конструкции платинового терморезистивного температурного датчика и системы управления;
- система безопасного аварийного отключения;
- специальный режим для образцов с неизвестной температурой вспышки;
- возможность корректировки показаний термодатчика;
- удобные тестовые тигли с ручкой и подъемные механизмы сборок детекторов вспышки и крышек тигля.

Индикация температуры на флуоресцентном дисплее с инкрементом 0.1 °С.

Таблица 2.7 Промышленный Анализатор фракционного состава, BARTEC-BENKE, Германия

Анализатор фракционного состава, BARTEC-BENKE, Германия



Тип пробы: бензин, дизтопливо, авиационное и реактивное топливо, сырье, идущее на переработку для нефтехимических процессов (нафта), топливные масла, промежуточные нефтепродукты, углеводороды с максимальной конечной температурой кипения не превышающей предела термического разложения.

Соответствие стандартам: полностью соответствует ASTM D86, EN ISO 3405, ГОСТ 2177
 Диапазон измерения: 0-100%/0-400 °С

Точность: в соответствии с МВИ
 Время цикла измерений: 35-45 мин (полный цикл перегонки)
 Внесен в Госреестр СИ РФ № 35110-07

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ
 МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ:

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ:

<p>Измеряемые параметры: фракционный состав (начало и конец кипения, процент/температура отгона) для управления производственным процессом и контроля состава при смешении.</p>	<p>Взрывозащита: 2Exrxdeib[ia]mIIBT4X или 2Exrxdeib[ia]mIB/H₂T4X Сертификат Соответствия № РОСС.DE.ГБ04.В01032 Разрешение на применение № РРС 00-30818 Температура пробы: 0...40 °С (вязкость < 50 сСт) Давление и расход пробы: 1...3 атм, 10...40 л/ч Сигнальные выходы: 4-20мА, RS485/RS422, Modbus Электропитание: ~220/240 В, 50Гц, 600 Вт Технологическое обеспечение: охлаждающая вода 0...20°С, 20..60 л/ч, 2-3 атм (рекомендуется использование замкнутой системы циркуляционного охлаждения типа FKS); воздух КИП- 4-6 атм, 1 м³/ч; азот - 4-6 атм, 2 л/ч Способ и условия установки: установка на раме, работа при окружающей температуре 5...40°С, класс защиты IP 54 Управление: встроенный ПК с Windows XP и программным обеспечением PACS или от удаленной станции Габариты и вес: 1200x2250x710 мм, 325 кг</p>
---	--

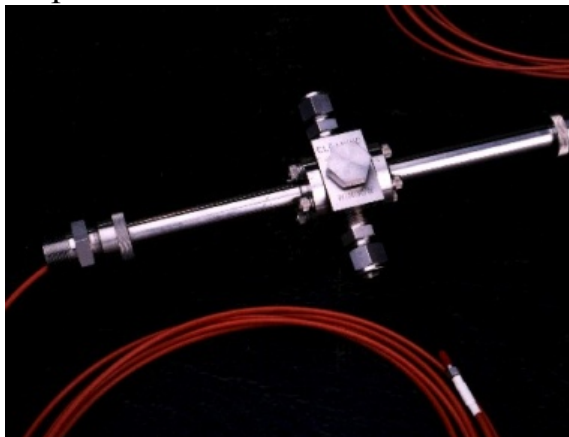
Таблица 2.8 Промышленный БИК-спектрофотометр (октанометр)
Guided Wave 412, США

<p>Промышленный БИК- спектрофотометр (октанометр) Guided Wave 412, США</p>	<p>ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ: Измеряемые параметры: октановое число (моторное и исследовательское), цетановое число, данные о фракционном и химическом составе, давление паров по</p>
--	--

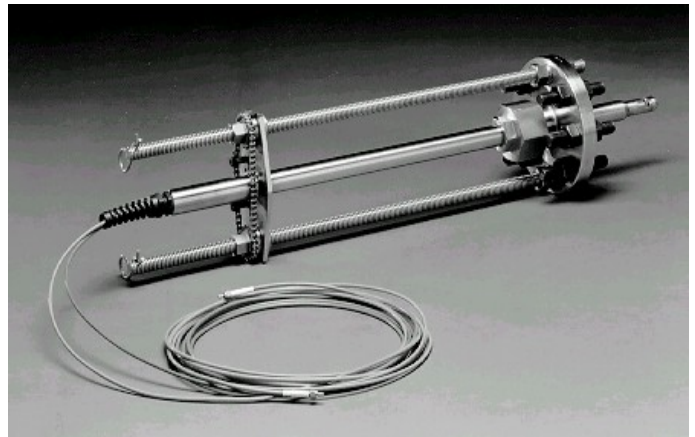


Рейду, другие показатели.
 Тип пробы: бензин, дизтопливо
 Диапазон измерения: МОЧ от 74 до 96,
 ИОЧ от 86 до 110, доля ароматики 0-60%
 Точность: $\pm 0,2$ для ИОЧ и МОЧ, $\pm 1\%$ для
 компонентного состава
 Время цикла измерений: 15 секунд
 Внесен в Госреестр СИ РФ № 29442-05
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ:
 Взрывозащита: 2ExрzdIIBTЗ
 Сертификат Соответствия №
 РОСС.US.ГБ04.В00842 Разрешение на
 применение № РРС 00-27721
 Температура пробы: 0...80 °С
 Сигнальные выходы: 4-20 мА,
 RS485/RS422
 Электропитание: ~220/240 В, 50 Гц, 1500
 Вт
 Способ и условия установки: установка на
 раме, работа при окружающей
 температуре 5...40 °С
 Управление: от удаленной станции
 Габариты и вес: 950 x 760 x 440 мм Вес:
 160 кг

Проточная ячейка
 устанавливается в байпасную
 линию и обычно используется с
 пробоотборной системой,
 включающей ротаметр, фильтры
 для удаления механических
 загрязнений и воды.



Односторонний пробник (SST)
 для установки непосредственно в трубу с
 нефтепродуктом.
 Температурный диапазон: -20 °С до 300 °С
 Диапазон рабочих давлений: 0 psi до 2000
 psi или 0 – 138 бар



2.3. Основные примесные вещества

В данном разделе приведены краткие сведения о приборах и методах контроля основных примесных веществ. Ключевые с точки зрения технологического контроля и контроля качества продукции метрологические характеристики приборов для измерения основных примесных веществ приведены в Таблице 2.9. Примеры отдельных приборов и оборудования приведены в Таблицах 2.10-2.12. Следует отметить, что многие рассматриваемые приборы являются универсальными и могут быть сконфигурированы и применены для определения практически всех известных веществ и соединений. Детальное изучение данного материала будет возможным после изучения курсов физической и аналитической химии.

Таблица 2.9 Краткие сведения о приборах и методах контроля основных примесных веществ

Тип прибора	Диапазон и единицы измерений	Точность	Время анализа
ОБЩЕЕ СОДЕРЖАНИЕ СЕРЫ И АЗОТА			
Рентгенофлуоресцентные анализаторы серы	0-1/10/100 % масс 0-10/100/1000 ppm	от 1 % до 6 % отн. ед.	1-5 мин
Пирохемиллюминесцентные анализаторы азота	0-1/10 % масс 0-1/10/100/1000 ppm	от 1 % до 10% отн. ед.	1-5 мин
УФ-люминесцентные анализаторы серы	0-1/10 % масс 0-10/100/1000 ppm	от 3 % до 10 % отн. ед.	1-5 мин
СОДЕРЖАНИЕ ХЛОРИСТЫХ СОЛЕЙ			
Кондуктометры	0-1/10 % масс 0-10/100/1000 ppm	от 1 % до 6 % отн. ед.	1-5 мин
Титраторы	0-1/10 % об. 0-1/10/100/1000 ppm	от 1 % до 10 % отн. ед.	5-15 мин
СОДЕРЖАНИЕ ВЛАГИ			
Ифракрасные весы-влажномеры	0-1/10/100 % масс	От 1 % до 6 % отн. ед.	5-15 мин
Титраторы по Карлу Фишеру	0-1/10/100 % масс	От 1 % до 6 % отн. ед.	5-15 мин
Газовые гигрометры	0-1/10/100 % об. 0-10/100/1000 ppm	от 1 % до 10 % отн. ед.	2-10 мин
СОДЕРЖАНИЕ СЕРОВОДОРОДА И МЕРКАПТАНОВ			
Титраторы	0-10/100/1000 ppm	От 1 % до 6 % отн. ед.	5-15 мин
УФ-фотометры и фотоколориметрические газоанализаторы	0-1/10/100 % об. 0-10/100/1000 ppm	От 1 % до 6 % отн. ед.	1-2 мин
Газовые хроматографы	0-1/10 % масс	От 1 % до 10 %	5-20 мин

с пламенно-фотометрическим детектором	0-10/100/1000 ppm	отн. ед.	
СОДЕРЖАНИЕ МЕТАНА, ОКИСЛОВ СЕРЫ, АЗОТА, УГЛЕРОДА			
Инфракрасные газоанализаторы	0-1/10/100 % об. 0-10/100/1000 ppm		1-2 мин
Газовые хроматографы с детектором по ионизации пламени	0-1/10/100 % об. 0-10/100/1000 ppm		5-20 мин
СОДЕРЖАНИЕ ВОДОРОДА			
Термокондукционные газоанализаторы	0-1/10/100 % об.	От 1 % до 6 % отн. ед.	2-5 мин
Газоанализаторы с платиновой мембраной	0-1/10/100 % об.	От 1 % до 6 % отн. ед.	2-5 мин
Газовые хроматографы с детектором по теплопроводности	0-1/10/100 % об.	От 1 % до 10 % отн. ед.	2-5 мин
Лазерные газоанализаторы	0-1/10/100 % об.	От 1 % до 6 % отн. ед.	1-2 мин
Газовые хроматографы с детектором по теплопроводности	0-1/10/100 % об.	От 1 % до 10 % отн. ед.	5-10 мин
Кондуктометры (определение растворенного в воде кислорода)	0-1/10 % об.	От 1 % до 6 % отн. ед.	1-2 мин
СОДЕРЖАНИЕ МЕТАЛЛОВ И НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ			
Атомно-абсорбционные спектрофотометры (определение металлов)	0-1/10/100 ppm	От 1 % до 6 % отн. ед.	5-10 мин
Масс-спектрометры	0-1/10/100 % об. 0-1/10/100/1000 ppm	От 1 % до 6 % отн. ед.	5-10 мин
Рентгеновские анализаторы (определение металлов)	0-1/10/100 % масс 0-10/100/1000 ppm	От 1 % до 10 % отн. ед.	5-10 мин
СОДЕРЖАНИЕ ОРГАНИЧЕСКИХ И НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ			
Рамановские, инфракрасные, спектрофотометры	0-1/10/100 % масс или % об.	От 1 % до 6 % отн. ед.	1-2 мин
Спектрофотометры видимого и УФ-диапазона	0-1/10/100 % масс или % об.	От 1 % до 6 % отн. ед.	1-2 мин

Газовые и жидкостные хроматографы	0-1/10/100 % масс или % об. 0-10/100/1000 ppm	От 1 % до 10 % отн. ед.	5-20 мин
Масс-спектрометры	0-1/10/100 % масс или % об. 0-10/100/1000 ppm	От 1 % до 10 % отн. ед.	5-10 мин

Таблица 2.10 Автоматические лабораторные приборы для определения содержания общей серы фирмы «Танака»

Рентгенофлуоресцентные энергодисперсионные анализаторы серы	
<p>Модель RX-360SH</p> 	<p>Анализаторы RX-360SH и RX-620SA предназначен для определения содержания серы в керосине, газойле, нефти и других нефтепродуктах энергодисперсионным рентгено-флуоресцентным методом, который является быстрым, экономичным и точным неdestructивным методом. Многообразная ячейка для образца изготовлена из тефлона. Приборы снабжены встроенным принтером. Портативная конструкция анализатора RX-360SH позволяет использовать прибор для работы в полевых условиях, для анализа судового топлива на борту судна и т.п.</p> <p>Характеристики:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Соответствие стандартам: ISO 8754, EN ISO 20847, ASTM D4294, ГОСТ Р 51947-2002 • Диапазон измерения: 0.003-6.00 вес.% S. • Число образцов: RX-360SH – один; RX-620SA – двенадцать. • Воспроизводимость: стандартное отклонение 5 ppm при содержании 30 ppm. • Время измерения: изменяемое от 10 до 990 сек. с шагом 10 с. Число параллельных определений 1...99. • Рентгеновский источник: рентгеновская трубка небольшого размера (7 кВ). • Объем пробы: 5-20 мл. • Эл. питание: RX-360SH через сетевой адаптер~220-240В/50гц или пост. напряжение 12В. RX-620SA ~220-240В/50гц, 200 Вт. • Габариты и вес: RX-360SH - 420x350x140 мм, 12 кг; RX-620SA - 560x515x245 мм, 29 кг. <p>Внесены в Госреестр средств измерений РФ</p>
<p>Модель RX-620SA</p> 	

№29977-05	
Рентгенофлуоресцентный волнодисперсионный анализатор серы Модель FX-700	
<p>Внесен в Госреестр средств измерений РФ</p> 	<p>Анализатор FX-700 предназначен для определения микросодержания серы в экологически чистом бензине и дизтопливе в соответствии с требованиями спецификации ЕВРО IV, а также других органических жидкостях волнодисперсионным рентгено-флуоресцентным методом. Одноразовая ячейка для образца изготовлена из бумаги. Прибор снабжен встроенным принтером. Для продувки ячейки используется гелий (расход 100 мл/мин).</p> <p>Характеристики:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Соответствие стандартам: EN ISO 20884, ASTM D 2622. • Диапазон измерения: 0 - 500 ppm, чувствительность 0.9 ppm. • Время измерения: 300 сек. для к-пика серы и 300сек для фона или 100-990 сек. по выбору. • Рентгеновский источник: рентгеновская трубка с воздушным охлаждением (22 кВ). • Объем пробы: 3 мл. • Эл. питание: ~220-240В/50Гц, 500 Вт. <p style="text-align: right;">Габариты и вес: 600x550x520 мм, 60 кг.</p>

Таблица 2.11 Промышленные анализаторы для определения общего содержания серы и хлора

<p>АНАЛИЗАТО XOS SINDIE 6020AXP, США</p> 	<p>АНАЛИЗАТОР XOS CLORA 6020AXP, США</p> 
<p>ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ:</p>	<p>ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ:</p>

<p>Измеряемые параметры: содержание общей серы Тип пробы: бензин, дизтопливо, органические жидкости Метод измерения: рентгенофлюоресцентный с дисперсией по длине волны; Тип детектора: рентгеновская трубка Соответствие стандартам: сера ASTM D 7039, ГОСТ 52660-2006 Диапазон измерения: 0-3000 Точность: $\pm 2\%$ от шкалы Время цикла измерений: 1 мин типично, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ: Взрывозащита: 1ExrxdibIIСВТ4 Температура пробы: 0...100 °С Давление и расход пробы: 1-8 атм, 1-5 л/мин Сигнальные выходы: 4-20 мА, RS 232/485, Modbus Электропитание: ~220/240 В, 50Гц, 600 Вт Дополнительное обеспечения: воздух КИП 5-6 атм Способ и условия установки: монтаж на раме. Работа при окружающей температуре 5...40 °С Управление: встроенный ПК или от удаленной станции Габариты и вес: 610x432x1650мм, 90 кг</p>	<p>Измеряемые параметры: общее содержание хлора Тип пробы: нефть, дизтопливо, органические жидкости Метод измерения: рентгенофлюоресцентный с дисперсией по длине волны; Тип детектора: рентгеновская трубка Диапазон измерения: 0-3000 ppm Точность: в соответствии с МВИ Время цикла измерений: 5 мин типично ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ: Взрывозащита: EExdIIBT3 Температура пробы: 15...50 °С Давление и расход пробы: 1...5 атм, 3-5 л/мин Сигнальные выходы: 4-20 мА, Modbus Электропитание: ~220/240 В, 50Гц, 700 Вт Технологическое обеспечение: воздух КИП 4-6 атм Способ и условия установки: установка на раме, работа при окружающей температуре 5...40 °С Управление: встроенный ПК Габариты и вес: 1530 x 860 x 460 мм, 90 кг</p>
---	--

Таблица 2.12 Автоматические кулонометрические титраторы влаги по Карлу Фишеру фирмы «Киото Электроникс»

МКС-501	Автоматические кулонометрические титраторы влаги по Карлу Фишеру	МКС-520
----------------	---	----------------

	<p>Автоматизирует выполнение определения следового содержания влаги в углеводородных жидкостях по методу Карла Фишера с кулонометрическим генерированием титранта.</p>	
<p>Испаритель проб ADP-511</p>	<p>Особенности прибора:</p>	<p>МКС-610</p>
	<ul style="list-style-type: none"> • Автоматическая регистрация конечной точки титрования и расчет содержания влаги в образце. • Простота в управлении. Все параметры титрования для конкретного типа продукта сохраняются в памяти прибора в виде “метода” (программы) с заданным номером. • Индикация и распечатка результатов. • Возможность анализа вязких образцов, например, смазочных масел, с помощью испарительной приставки ADP-511. • Возможность анализа сжиженных газов с помощью специального пробоотборника. • Выполнение поверки по стандартному образцу, хранение в памяти результатов поверок. • Возможность определения бромного числа в соответствии с ASTM D 1492 <p>Технические характеристики:</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Диапазон измерения:</u> от 10 мкг до 100 мг влаги в испытуемом образце. • <u>Чувствительность детектирования:</u> 0.1 мкг H₂O • <u>Точность:</u> коэффициент вариации при определении 1 мг влаги в метаноле менее 0.3%. 	

Предоставляемые методики:

- Определение воды в дизельном топливе.

- Определение воды в трансформаторном масле.
- Определение воды в газовом конденсате.
- Определение воды в нефти.
- Определение воды в смазочных маслах (с помощью приставки-испарителя).

Госреестр средств измерений РФ №31007-06

РАЗДЕЛ 3. КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ПО ТЕХНОЛОГИИ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ

3.1. Основные процессы и схемы переработки нефти

После того как сырая нефть извлечена из скважины, ее подвергают очистке от механических примесей (песка) и хлористых солей, обезвоживают, разбавляют специальными веществами, обеспечивающими вязкость, допустимую для транспортировки по трубопроводу и направляют на нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ). На НПЗ товарная нефть подвергается дополнительной очистке от хлористых солей на установках электрообессоливания и направляется на установки первичной атмосферной перегонки. Процесс перегонки заключается в нагреве определенного объема нефти в перегонном кубе до температуры, при которой начинается выкипание наиболее легких нефтяных фракций, с последующим повышением температуры и испарением более тяжелых фракций. Испарившиеся фракции разделяют в специальных разделительных колоннах, при этом, более легкие фракции поднимаются в верхнюю часть колонны, а более тяжелые в среднюю и нижнюю часть. Типичная кривая перегонки нефти и основные фракции нефти, получающиеся при атмосферной разгонке нефти, показаны на рис. 3.1 и рис.3.2.

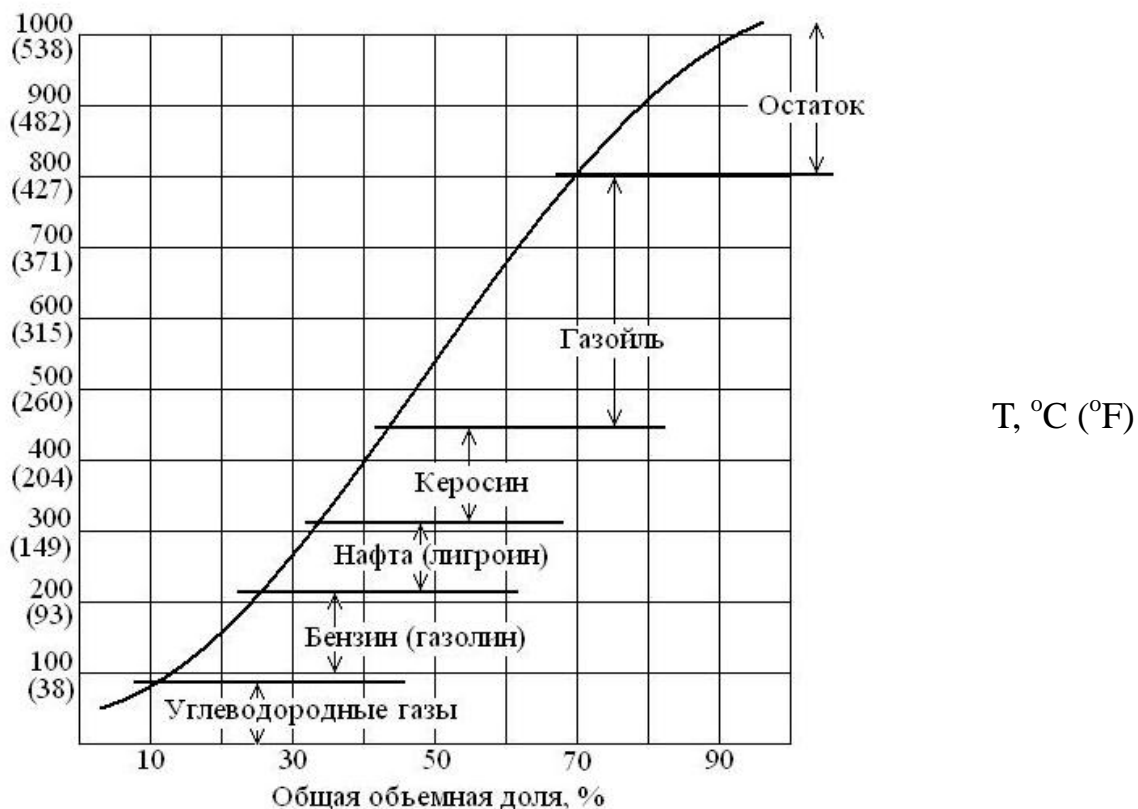


Рис.3.1 - Типовая кривая перегонки нефти

В процессе атмосферной перегонки выкипает не вся нефть. Большая ее часть, содержащая фракции тяжелых углеводородов и асфальтенов в виде остатка используется для последующих стадий переработки нефти, таких как вакуумная перегонка нефти, термокрекинг и висбрекинг.

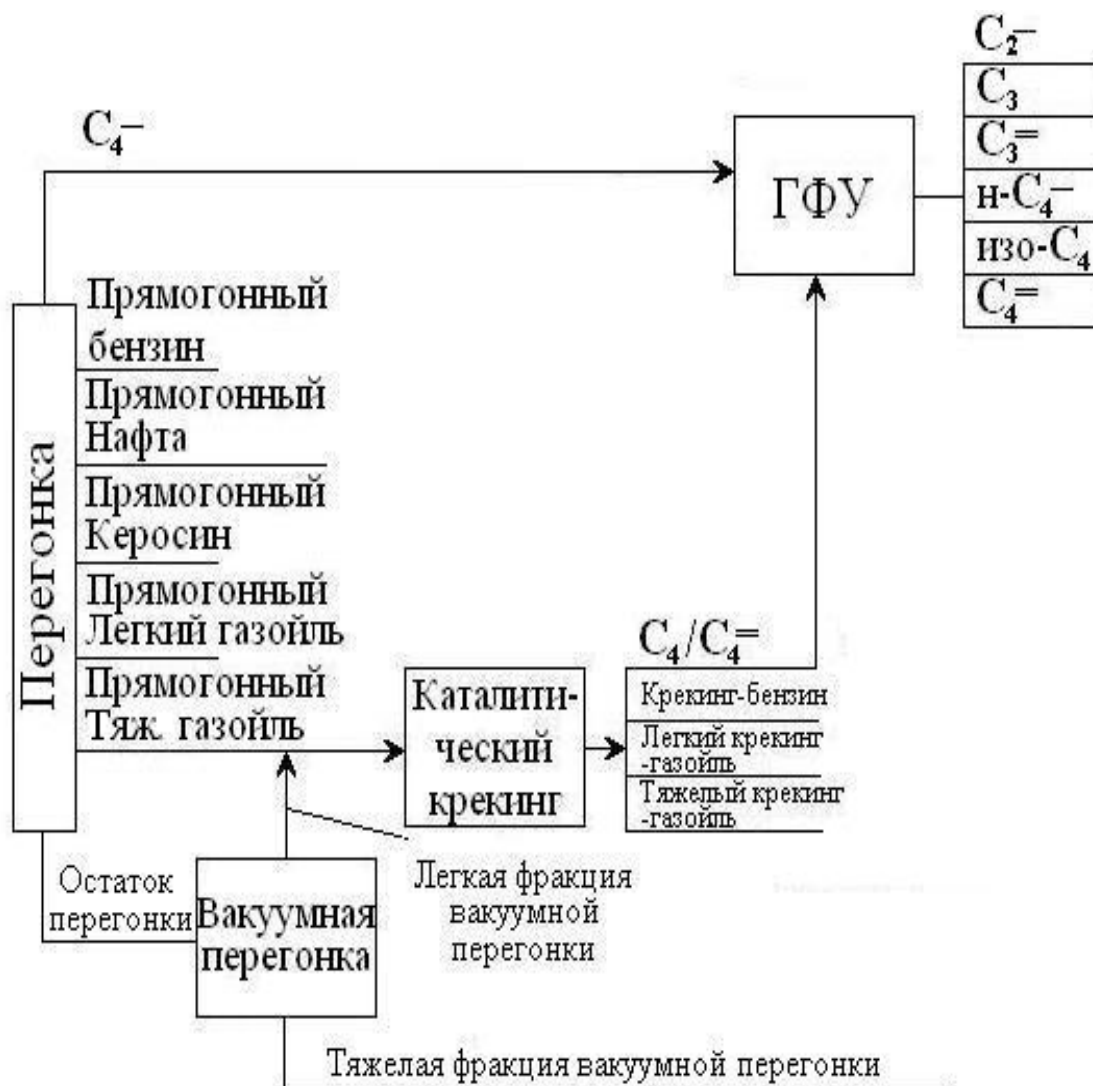
Рис.3.2 - Фракции перегонки нефти



При вакуумной перегонке нефтяного остатка, которая проводится при низких давлениях порядка 10-50 мм.рт.ст., удается разделить вакуумный газойль, мазут и битум. Крекинг-процессы позволяют разложить наиболее тяжелые углеводороды и асфальтены на более легкие, и соответственно увеличить выход легких фракций.

Также в процессе нефтепереработки применяют ряд специальных процессов направленных не только на увеличение фракций, которые используются для производства моторный топлив, но и на получение углеводородов определенного вида.

Рис. 3.3 - Технологическая схема простой переработки нефти



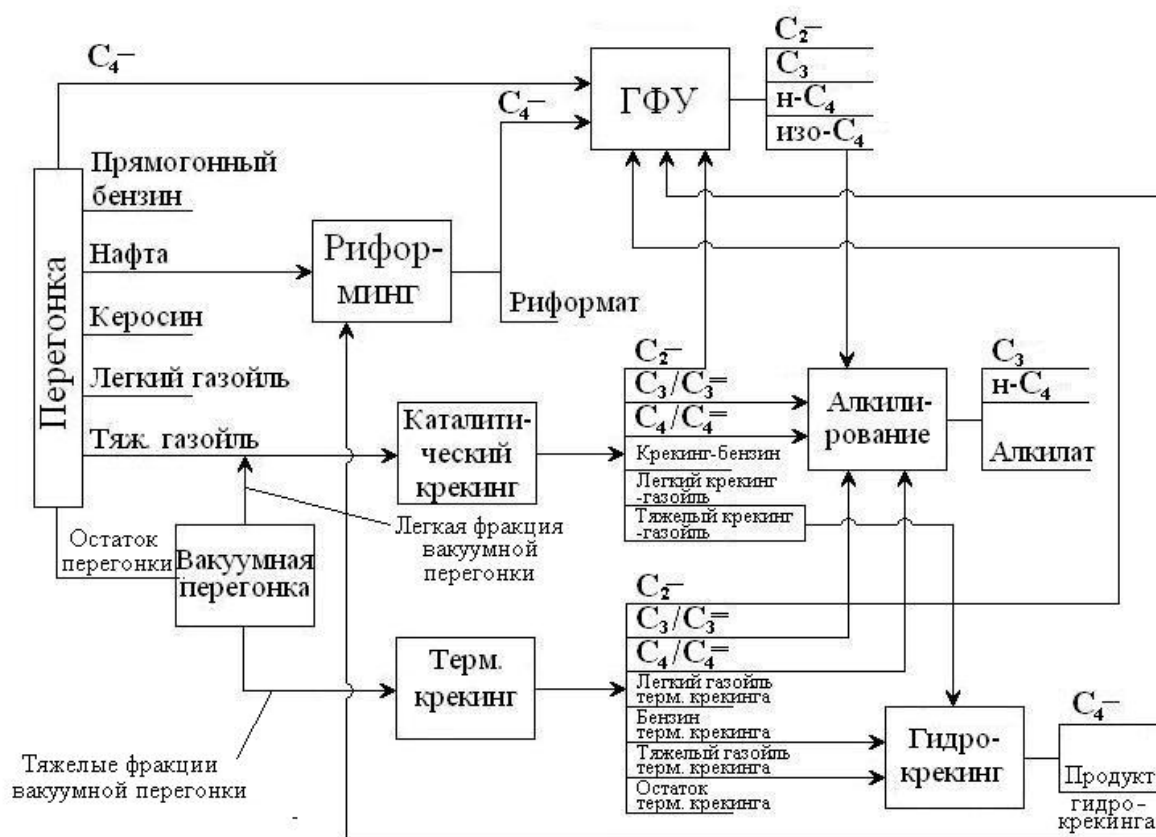
Так на установке реформинга увеличивают долюароматических углеводорода, на установках изомеризации и алкилирования получают высокооктановые компоненты для приготовления автомобильных бензинов.

Готовые фракции подвергают гидроочистке от серосодержащих компонентов.

На рис.3.3 и рис. 3.4 приведены схемы простой и сложной переработки нефти. В настоящее время практически все НПЗ переведены или реконструируются для работы по схеме сложной переработки.

Реализация такой схемы переработки и последующие процессы компаундирования моторных топлив, возможно, осуществить только с помощью полностью автоматизированных технологических установок, для работы которых необходима информация о физически и физико-химических свойствах нефтепродуктов в реальном масштабе времени.

Рис. 3.4 - Технологическая схема глубокой переработки нефти



Получение и передача такой информации в системы автоматического управления технологическим процессом осуществляется с помощью интегрируемых анализаторных комплексов.

3.2. Структура и специфика построения интегрированного анализаторного комплекса

Под интегрированным анализаторным комплексом будем понимать совокупность аналитического и вспомогательного оборудования, установленного непосредственно на технологической установке или трубопроводе, которое обеспечивает определенной аналитической задачи в непрерывном режиме. В состав анализаторного комплекса входят следующие основные виды оборудования, представленные на рис. 3.5:

- поточный (промышленный) анализатор;
- система подачи (возврата анализируемой пробы);
- система подготовки пробы;
- защитное помещение (приборный шкаф).

В зависимости от типа прибора возможна его установка как непосредственно на технологическом трубопроводе или байпасе, с помощью

фланцевого или др. соединения, или организация подачи пробы к прибору по дополнительным трубопроводам («быстрым петлям»).

Как правило, выбор промышленного анализатора и построение соответствующего анализаторного начинается с заполнения Опросного Листа, типовая форма и пример которого приведена в Таблице 3.1. В опросном листе указываются требования к проведению анализа, параметры анализируемого продукта, требования к установке и исполнению прибора. На основе данных опросного листа компаниями-поставщиками аналитического оборудования проводится анализ характеристик приборов и оборудования, после чего составляются схемы трубных и электрических подключений, создаются габаритно-установочные чертежи и формируется технико-коммерческое предложение, которое отправляется на рассмотрение конечному потребителю и соответствующим проектным и экспертным организациям.

Основными критериями при выборе поточного анализатора являются

ЭКСПРЕССНОСТЬ

- Время анализа/частота получения данных
- Многопоточность

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА

- Надежность оборудования
- Удобство в обслуживании

АПРОБИРОВАННОСТЬ МЕТОДА

- Соответствие стандартам (арбитражным) МВИ

СТОИМОСТЬ

В настоящее время сложилась следующая практика применения поточных анализаторов:

ПАСПОРТИЗАЦИЯ ТОВАРНОЙ ПРОДУКЦИИ	В РФ и СНГ не применяются
КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ПРОДУКЦИИ	Специализированные анализаторы на отдельных предприятиях
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ	Широко применяются приборы полевого КИПа и газоанализаторы
ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ	Переоснащение в соответствии с современными нормативами

Рис. 3.5 Схема интегрированного аналитического комплекса:

1, 2 - пробоотборные устройства, 3 - насос, 4, 5 - компоненты, системы пробоподготовки, 6 - поточный анализатор, 7 - калибровочная емкость, 8 - система возврата пробы, 9,10- система кондиционирования приборного шкафа, 11 - баллоны с газами обеспечения, 16-пост управления насосом, 20- контур термостатирования пробы, 21-осветитель, 22-электрический обогреватель, 23- вентилятор, 24-пост управления эл. оборудованием шкафа, 25-сброс на свечу, 26- панель аварийной сигнализации.

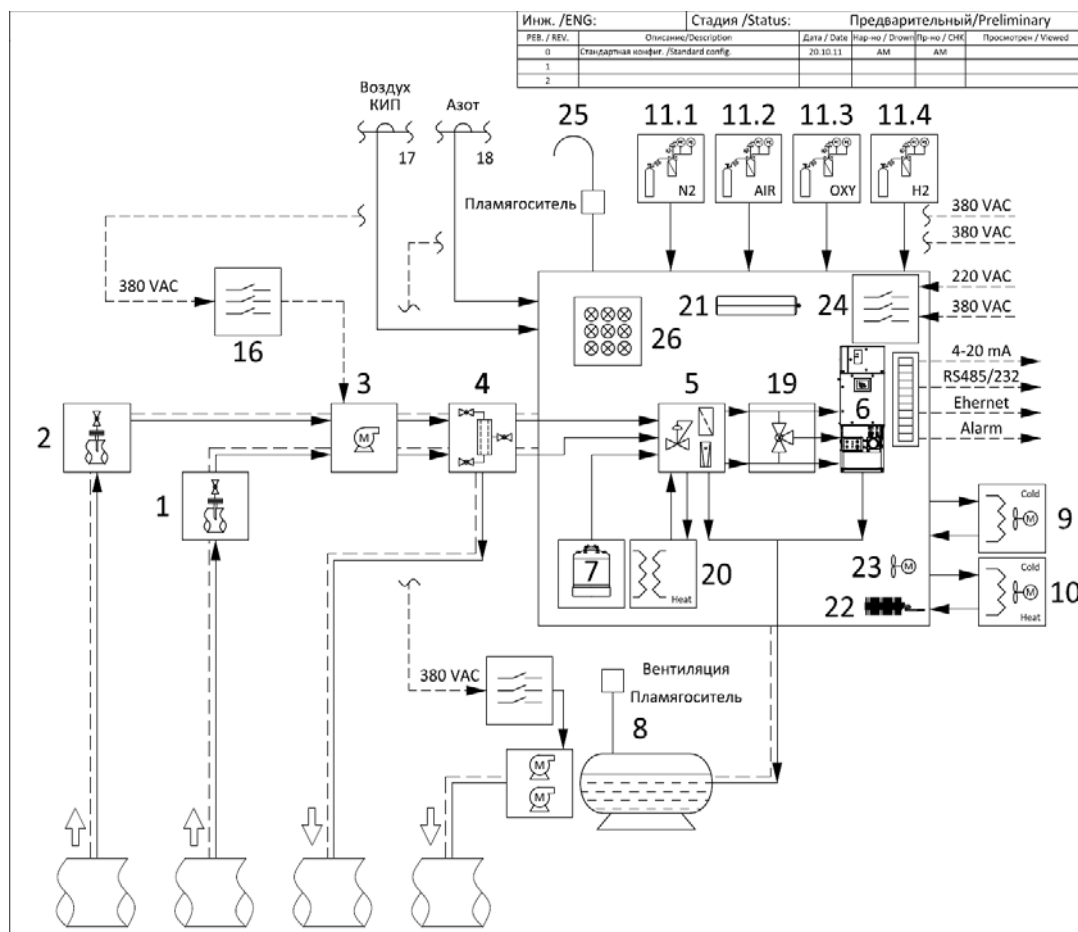


Таблица 3.1 Опросный лист для выбора поточного анализатора
 Подробное описание требуемого анализа:

	Свойство	Единицы измерения	Диапазон измерений	Среднее значение	Методика выполнения лаб. анализа (ASTM, ГОСТ и т.д.)
1	Содержание серы	вес.ppm	от [50] до [2000]	800	ASTM D 4294

2	Плотность	кг/м ³	от [0,710] до [0,740]	0,730	ASTM D 4052, ASTM D 1298, ГОСТ 3900-85
3	Фракционный состав				ГОСТ-2177-99 (ASTM D-86)
	Начало кипения (НК)	⁰ С	от 34 до 42	35	
	Т-ра выкипания 10%	⁰ С	от 72 до 95	80	
	Т-ра выкипания 50%	⁰ С	от 110 до 120	113	
	Т-ра выкипания 90%	⁰ С	от 153 до 165	155	
	Конец кипения (КК)	⁰ С	от 165 до 180	175	

Заполните отдельно для каждого потока:						
Тип анализатора	Поточный			Технологический поток: <u>11-SN-001</u>		
Технологический процесс:	Гидроочистка и разделение бензинов.			Сырье (прямогонный бензин + бензин УЗК).		
Свойства образца	Фаза:		Газ:	Жидкость:	Смесь:	Стандартный лабораторный метод
Химический и физический состав и свойства	Компоненты	Минимум	Нормально	Макс.	Диапазон измерений	ASTM
Расход, м ³ /час				80-86		
Плотность, кг/м ³				0,730		
Вязкость, мм ² /с				при 15 ⁰ С - 0,67		
Наличие взвешенных частиц, их размер и количество				отс.		
Требуемая точность				0,01		
Температура окружающей среды				От +45 до -35 ⁰ С		
Высота над уровнем моря, м				- 21		
Расчетное давление, бар (изб.):				60		
Давление образца на заборной части, бар (изб.)				50		
Температура образца на заборной части, ⁰ С				10-45		

Давление образца на точке отвода, бар (изб.)	1,5
Расстояние между заборной частью и анализатором, м	-
Расстояние между точкой возврата и анализатором, м	-
Электропитание	220В
Связь с помещением управления (4-20 мА, или Modbus)	4-20 мА, + Modbus
Описание лабораторного метода	ASTM D 4294, ГОСТ-2177-99, (ASTM D-86); ASTM D 4052, ASTM D 1298, ГОСТ 3900-85 (плотность)
Взрывозащита	обязательна
Исполнение по IP	65
Диаметр трубопровода	25 мм
Тип соединения:	фланцевое
Материальное исполнение:	Классификация трубопровода - А4А1
Особые свойства технологического образца	
Примечания:	

3.3. Классификация опасных зон на предприятиях ТЭК. Основные виды и обозначение взрывозащиты приборов

Для выбора приборов и оборудования, которые необходимо применять на предприятиях ТЭК, обязательным условием является их исполнение, обеспечивающее безопасность работы во взрывопожароопасной атмосфере.

Классификация опасных зон на предприятиях ТЭК согласно ГОСТ Р 52350 и основные виды и обозначение взрывозащиты приборов приведены в Таблицах 3.2-3.9.

Таблица 3.2

NEC 500 NEC 505 IEC ГОСТ Р CENELEC	Класс I, Division 1, Группы		С	T6	
	Класс I Зона 1, А Ex Ex Новое обозначение по АTEX 2 Ex II 2 G Ex	ed	ПС	T6	
		ed	ПС	T6	
		ed	ПС	T6	
		ed	ПС	T6	
I	II	III	IV	V	VI

Таблица 3.3

И Вероятность присутствия взрывоопасной смеси						
	Зона 0 В которой взрыво-опасная газовая смесь присутствует постоянно или в течение длительных периодов времени	Зона 1 В которой существует вероятность присутствия взрыво-опасной газовой смеси в нормальных условиях эксплуатации	Зона 2 В которой маловероятно присутствие взрыво-опасной газовой смеси в нормальных условиях эксплуатации, а если она возникает, то редко, и существует очень непродолжительное время	Зона 20 В которой взрывоопасная среда в виде облака горючей пыли может присутствовать постоянно, часто или в течение продолжительных периодов времени...	Зона 21 В которой взрыво-опасная среда в виде облака горючей пыли может периодически возникать при нормальном режиме работы оборудования...	Зона 22 В которой взрыво-опасная среда в виде облака горючей пыли при нормальном режиме работы не возникает, а если она и появляется, то только на короткий период времени
CENELEC/ IEC, Европа	Зона 0	Зона 1	Зона 2	Зона 20	Зона 21	Зона 22
ГОСТ Р, Россия	Зона 0	Зона 1	Зона 2	... и где могут формироваться слои пыли различной толщины. Отдельное скопление пыли не является зоной 20	... и в которой обычно присутствуют скопления или слои горючей пыли	... и в форме скопления или слоев горючей пыли, электропроводная/неэлектропроводная
ПУЭ 2001, Россия	В I		В Ia, В I, В Ir			
NEC 500, США	Division 1		Division 2			
NEC 505, США	Зона 0	Зона 1	Зона 2			


Таблица 3.4





II Группа приборов II (взрывобезопасные производства, кроме горно-рудничного)			
	Атмосфера G (газ)	Атмосфера D (пыль)	Характеристики категорий взрывозащиты
Категория 1	Зона 0	Зона 20	Два вида защиты или безопасность обеспечивается при двух независимых повреждениях
Категория 2	Зона 1	Зона 21	Один вид защиты или безопасность обеспечивается в тяжелых условиях эксплуатации
Категория 3	Зона 2	Зона 22	Безопасность обеспечивается в нормальном режиме работы






Таблица 3.5

III Уровни взрывозащиты, ГОСТ Р 51330.0			
		Горючие вещества	Характеристики уровня взрывозащиты
0	Особое взрывобезопасное электрооборудование	Газ, пар, туман	Взрывозащищенное электрооборудование, в котором по отношению к взрывобезопасному электрооборудованию приняты дополнительные средства взрывозащиты, предусмотренные стандартами на виды взрывозащиты
1	Взрывобезопасное электрооборудование	Газ, пар, туман	Взрывозащищенное электрооборудование, в котором взрывозащита обеспечивается как при нормальном режиме работы, так и при признанных вероятных повреждениях, определяемых их условиями эксплуатации
2	Электрооборудование повышенной надежности против взрыва	Газ, пар, туман	Взрывозащищенное электрооборудование, в котором взрывозащита обеспечивается только в признанном нормальном режиме работы

Таблица 3.6

IV Виды взрывозащиты для электрического оборудования во взрывоопасных средах с газом			
Вид взрывозащиты	Схематическое представление	Основное применение	Стандарт
Защита вида e	e 	Клеммные и соединительные коробки для монтажа взрыво-	EN60079-7 UL60079-7

		защищенных приборов (имеющие другой вид взрывозащиты), электродвигатели с короткозамкнутым ротором, светильники	IEC60079-7 FM3600 ГОСТ Р 51330.8-99
Взрывонепроницаемая оболочка	d 	Коммутирующие приборы и системы, командо аппараты, щиты управления, двигатели, трансформаторы, нагреватели, светильники	EN60079-7 UL60079-7 IEC60079-7 FM3600 ГОСТ Р 51330.1-99
Заполнение или продувка оболочки	p 	Сильноточные распределительные шкафы, анализаторные приборы, большие двигатели с избыточным давлением рх=применение в зоне 0,1,2 ру=применение в зоне 1,2 рз=применение в зоне 2	EN60079-2 NFPA469 IEC60079-2 FM3620 ГОСТ Р 51330.3-99
Искробезопасная электрическая цепь	I  FISCO Ex ia ICT4 FNICO Ex n_ ICT4	Измерительная и регулирующая техника, техника связи, датчики, позиционеры ia=применение в зоне 0,1,2 ib=применение в зоне 1,2 ic=применение в зоне 2 [Ex ib]=связанное электрооборудование -это изделие должно располагаться в безопасной зоне 1Ex d[ib]= это изделие помещено во взрывонепроницаемую оболочку и может устанавливаться во взрывобезопасной зоне Искробезопасные системы Искробезопасные сетевые решения Fieldbus (FISCO) для зоны 1 Неискрящие сетевые решения Fieldbus (FNICO) для зоны 2	EN60079-11 UL60079-11 IEC60079-11 FM3610 ГОСТ Р 51330.10-99 EN60079-25 IEC60079-25 EN600079-27 IEC600079-27
Масляное заполнение оболочки	o 	Трансформаторы, пусковые сопротивления	EN60079-6 UL60079-6 IEC60079-6 FM3600 ГОСТ Р 51330.7-99

Кварцевое заполнение оболочки	q 	Датчики, индикаторы, электронные пусковые устройства, трансмиттеры	EN60079-5 UL60079-5 IEC60079-5 FM3600 ГОСТ Р 51330.6-99
Герметизация компаундом	m 	Коммутационные приборы малой мощности, индикаторы, датчики ma=применение в зоне 0,1,2 mb=применение в зоне 1,2	EN60079-18 UL60079-18 IEC60079-18 FM3600 ГОСТ Р 51330.17-99
Защита вида п	n_ 	Все устройства для зоны 2 nA=для неискрящего электрооборудования nC= для искрящего электрооборудования, контакты, которого имеют защиту nL=ограничение по мощности аппарата nR=ограниченно-дышащие корпуса nZ= заполнение или продувка оболочки избыточным давлением n (EN) nP=упрощенное повышение давления (ГОСТ Р)	EN60079-15 UL60079-15 IEC60079-15 FM3600 ГОСТ Р 51330.14-99
Оптическое излучение	op_ 	op is=искробезопасное оптическое излучение op pr=защищенное оптическое излучение op sh= блокировка оптического излучения	EN60079-28 IEC60079-28
Защита вида s	s	Нестандартное исполнение, оценка взрывозащиты производится испытательным центром	ГОСТ 22782.3-77
Виды взрывозащиты для электрического оборудования во взрывоопасных средах с пылью			
Вид взрывозащиты	Схемати- ческое представление	Основное применение	Стандарт
Защита оболочкой	tD 	Коммутирующие приборы и системы, коробки управления, соединительные и клеммные	EN61241-1 IEC61241-1




		коробки, двигатели, светильники	
Заполнение или продувка	pD 	Сильноточные распределительные шкафы, двигатели оболочки избыточным давлением	EN61241-4 IEC61241-4
Искробезопасная электрическая цепь	iD 	Измерительная и регулирующая техника, техника связи, датчики, приводы iaD=применение в зоне 20,21,22 ibD=применение в зоне 21, 22 [Ex ib]=связанное электрооборудование -это изделие должно располагаться в безопасной зоне	EN61241-11 IEC61241-11
Герметизация компаундом	mD 	Коммутационные приборы малой мощности, индикаторы, датчики maD=применение в зоне 20,21,22 mbD=применение в зоне 21, 22	EN61241-18 IEC61241-18

Таблица 3.7

Классификация групп взрывоопасных газов и паров			Возрастание опасности ↓
Типичный представитель	ГОСТ Р, IEC, CENELEC NEC	NEC 500	
Волокна	*	Класс III	
Зерновая пыль	*	Класс IIG	
Угольная пыль	*	Класс IIF	
Металлическая пыль	*	Класс IIE	
Пропан	IIA	Класс ID	
Этилен	IIB	Класс IC	
Водород	IIB+H2	Класс IB	
Ацетилен, Водород	IIC	Класс IA	
*электропроводная/неэлектропроводная пыль, не зависящая от происхождения			

Таблица 3.8

VI Температурные классы		
Максимально допустимая температура на поверхности приборов	ГОСТ Р, IEC, CENELEC NEC 505	NEC 500
450°C	T1	T1
300°C	T2	T2
280°C		T2A
260°C		T2B
230°C		T2C
215°C		T2D
200°C	T3	T3
180°C		T3A
165°C		T3B
160°C		T3C
135°C	T4	T4
120°C		T4A
100°C	T5	T5
85°C	T6	T6
для пыли: указание макс. температуры в °С		

Таблица 3.9

DIP	A B	21	T _A 200°C(T _A T3),	IP6X,(Гост МЭКР 61241-1-2-99)
				Максимальная температура поверхности или температурный класс или то и другое вместе
	Исполнение электрооборудования, обеспечивающее уровень защиты от воспламенения пыли			
	Символ, обозначающий, что электрооборудование предназначено для применения в зонах, опасных по воспламенению горючей пыли			

РАЗДЕЛ 4. ОБЗОР ПРИБОРОВ И МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ОСНОВНЫХ ВИДОВ СЫРЬЯ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

4.1. Приборы и методы для определения параметров качества нефти

Основные параметры качества товарной нефти и методы их определения согласно ГОСТ Р 51858 приведены в Таблице 4.1. Также для сравнения приведены другие методы испытания.

Таблица 4.1 Основные параметры качества товарной нефти и методы их определения согласно ГОСТ Р 51858

Определяемый параметр качества	Допустимое значение (диапазон измерений)	Методы анализа	Время анализа
Массовая доля серы, %	Не нормируется (0-6)	Метод сжигания в лампе по ГОСТ 1437	30-40 мин
		Рентгенофлуоресцентный энергодисперсионный по ASTM D 4294	30-60 сек
Плотность, кг/м ³ при температуре 15°C при температуре 20°C	830,0-895,0	Метод определения плотности ареометрами по ГОСТ 3900	5-10 мин
	834,5-899,3	Метод определения плотности электронным плотномером по ГОСТ 51069	5-10 мин
Выход фракций, % при температуре 200°C при температуре 300°C при температуре 350°C	21-30	Атмосферная разгонка по ГОСТ 2177	30-40 мин
	42-52		
	53-62		
Массовая доля парафина. % Не более	6	Экстракционный по ГОСТ 11851	2-3 часа
Массовая доля воды, % % не более	1,0	Метод дистилляции по ГОСТ 2477	2-3 часа
		Центрифужное разделение,	15-30 мин
		Титрование по Карлу Фишеру	5-10 мин
		Микроволновой	5-10 сек

Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ не более	900	Титрационный по ГОСТ 21534	30-40 мин
		Электрометрический по ASTM 3230	5-10 мин
		Рентгенофлуоресцентный волнодисперсионный	30-60 сек
Массовая доля механических примесей, % не более	0,05	Фильтрация по ГОСТ 6370	20-30 мин
Давление насыщенных паров, кПа не более	66,7	Манометрический по Рейду по ГОСТ 1756	20-30 мин
		Метод тройного расширения в камере	5-10 мин
Содержание хлорорганических соединений, ppm	Не нормируется (0-10 ppm)	Титрационный с предварительным отгоном и сжиганием пробы по ASTM D 4929	60-90 мин
Массовая доля сероводорода, ppm не более	100	Хроматографический по ГОСТ Р 50802	15-20 мин.
Массовая доля сероводорода, ppm не более	100	Хроматографический по ГОСТ Р 50802	15-20 мин

***) жирным шрифтом выделены арбитражные методы измерения.**

4.2. Приборы и методы для определения параметров качества моторных топлив

Основные параметры качества моторных топлив согласно ПЕРЕЧНЯ национальных стандартов, содержащих правила и методы исследований (испытаний) и измерений, в том числе правила отбора образцов, необходимые для применения и исполнения технического регламента "О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту" и осуществления оценки соответствия приведены в Таблицах 4.2-4.3.

Таблица 4.2 Основные параметры качества автомобильных бензинов

Определяемый параметр качества	Допустимое значение (диапазон измерений)	Методы анализа	Время анализа
Октановое число по исследовательск	91-100	Исследовательский метод по ГОСТ 8226	30-60 мин

ому методу по моторному методу	81-90	Моторный метод по ГОСТ 511 Спектрофотометрия в среднем или ближнем ИК-диапазоне с последующим расчетом на основе регрессионного анализа и калибровочных моделей	30-60 мин 5-10 сек
Массовая доля серы, ppm	более 150	Рентгенофлуоресцентный энерго-дисперсионный по ГОСТ Р 51947 Метод ультрафиолетовой флуоресценции по ГОСТ Р EN ISO 2084	3-5 мин
	менее 150	Рентгенофлуоресцентный волно-дисперсионный по ГОСТ 52660 (EN ISO 20884) Метод ультрафиолетовой флуоресценции по ГОСТ Р EN ISO 20846	
Объемная доля бензола, % не более	1,0	Метод газовой хроматографии по ГОСТ Р 52714-2007 и ГОСТ Р EN 12177-2008 Метод инфракрасной спектроскопии по ГОСТ Р 51930-2002	20-30 мин 5-10 сек
Концентрация железа	Не нормируется	Фотоколориметрический метод по ГОСТ Р 52530-2006	30-40 мин
Концентрация марганца	Не нормируется	Метод атомно-абсорбционной спектрометрии по ГОСТ Р 51925-2002	5-10 мин
Концентрация свинца, мг/л Не более	5	Метод атомно-абсорбционной спектрометрии по ГОСТ Р 51942-2002 Метод атомно-абсорбционной спектрометрии по ГОСТ Р EN 237-2008	5-10 мин
Массовая доля кислорода, % не более	2,7	Метод газовой хроматографии по ГОСТ Р EN 13132-2008 Метод газовой хроматографии по ГОСТ Р EN 1601-2007	20-30 мин

Объемная доля углеводов: Ароматических, % не более олефиновых, % не более	35 21	Метод газовой хроматографии по ГОСТ Р 52714-2007 Методом флуоресцентной индикаторной адсорбции по ГОСТ Р 52063-2003	20-30 мин
Давление паров, кПа	(0-180)	Манометрический метод Рейда по ГОСТ 1756-2000 Автоматизированный метод по ГОСТ Р ЕН 13016-1-2008	15-20 мин 3-5 мин
Объемная доля оксигенатов (МТБЭ, ЭТБЭ, ТАМЭ, ДИПЭ, метанол, этанол и трет-бутанол), %	(0-10)	Метод газовой хроматографии по ГОСТ Р ЕН 13132-2008 Метод газовой хроматографии по ГОСТ Р ЕН 1601-2007 Метод инфракрасной спектроскопии по ГОСТ Р 52256-2004	20-30 мин 5-10 сек
Плотность, кг/м ³	(720-775)	Метод определения плотности ареометрами по ГОСТ 3900 Метод определения плотности электронным плотномером по ГОСТ 51069	5-10мин
Фракционный состав % выкипания при 70 °С % выкипания при 100 °С % выкипания при 150 °С % остатка, не более Конец кипения, °С не выше	20-50 46-71 не менее 75 2 210	Атмосферная разгонка по ГОСТ Р ЕН ИСО 3405-2007 и ГОСТ 2177	30-40 мин
Окислительная способность, мин не менее	360	Термоокисление по ГОСТ 4039, ЕН ИСО 7536	6 часов
Испытание на медной пластинке (3 часа при 50°С)	Класс 1	Термоокисление по ЕН ИСО 2160	3 часа
Содержание смол, мг/100мл не более	5	Метод выпаривания по ГОСТ 1567, ЕН ИСО 6246	1-2 часа

***) жирным шрифтом выделены арбитражные методы измерения.**

Таблица 4.3 Основные параметры качества дизельных топлив

Определяемый параметр качества	Допустимое значение (диапазон измерений)	Методы анализа	Время анализа
Цетановое число, не менее	51	Моторные методы по ГОСТ 52709 и ГОСТ 3122	30-60 мин
		Спектрофотометрия в среднем или ближнем ИК-диапазоне с последующим расчетом на основе регрессионного анализа и калибровочных моделей	5-10 сек
Массовая доля серы, ppm	более 150	Рентгенофлуоресцентный энерго-дисперсионный по ГОСТ Р 51947 Метод ультрафиолетовой флуоресценции по ГОСТ Р EN ISO 2084	3-5 мин
	менее 150	Рентгенофлуоресцентный волно-дисперсионный по ГОСТ 52660 (EN ISO 20884) Метод ультрафиолетовой флуоресценции по ГОСТ Р EN ISO 20846	
Температура вспышки в закрытом тигле, °C не менее	55	"Методы определения температуры вспышки в закрытом тигле Пенски-Мартенса" по ГОСТ Р EN ISO 2719-2008 и ГОСТ 6356-75	10-20 мин
Вязкость при 40 °C, мм ² /с	(1,5-4,5)	Метод определения вязкости с помощью капиллярных вискозиметров по ГОСТ 33-2000	10-20 мин
Плотность, кг/м ³ при 15 °C	(800-845)	Метод определения плотности ареометрами по ГОСТ 3900 Метод определения плотности электронным плотномером по ГОСТ 51069	5-10 мин
Фракционный состав % выкипания при 250 °C % выкипания при 350 °C	не более 65 не менее 85 360	Атмосферная разгонка по ГОСТ Р EN ISO 3405-2007 и ГОСТ 2177	30-40 мин

выход 95% при °С не выше			
Массовая доля полициклических ароматических углеводов, % не более	11	Метод высокоэффективной жидкостной хроматографии с детектированием по коэффициенту рефракции ГОСТ Р ЕН 12916-2008	20-30 мин
Предельная температура фильтруемости, °С	(-67...+5)	Метод определения предельной температуры фильтруемости на холодном фильтре по ГОСТ 22254-92	20-30 мин
Температура помутнения, °С	(-60...+15)	Метод определения температуры помутнения по ГОСТ 5066	20-30 мин
Смазывающая способность, диаметр износа, мкм при 60 °С	не более 460	Метод испытаний на аппарате HFRR. Часть 1 по ГОСТ Р ИСО 12156-1-2006	20-30 мин
Окислительная способность, г/м не более	25	Термоокисление по ГОСТ 23175, ЕН ИСО 12205	6 часов
Испытание на медной пластинке (3 часа при 50°С)	Класс 1	Термоокисление по ЕН ИСО 2160	3 часа
Общее загрязнение мех. примесями, мг/кг не более	24	Фильтрация по ЕН 12662	10-20 мин
Содержание воды, мг/кг не более	200	Титрование по Карлу Фишеру	5-10 мин
Зольность, % не более	0,01	Метод сжигания в тигле	20-30 мин
Микрококсовый остаток, % не более	0,3	Метод пиролиза в инертной атмосфере	20-30 мин

***) жирным шрифтом выделены арбитражные методы измерения.**

Параметры качества других видов моторных топлив (мазуты, авиационный бензин и керосин) в основном определяются рассмотренными выше методами, хотя имеется ряд специфических параметров качества (температура вспышки в открытом тигле, высота не коптящего пламени, температура кристаллизации, термоокислительная стабильность по методу JFTOT, удельная проводимость) для определения, которых применяются специальные приборы (оборудование) и методы.

Для определения параметров качества таких нефтепродуктов как масла, смазки и битумы также применяются специальные методы и соответствующие им приборы (испытательное оборудование) в соответствии с техническими условиями на определенный вид продукции.

4.3. Приборы и методы для определения параметров качества природного и попутного газа

Определение параметров качества природного и попутного нефтяного газов в первую очередь обусловлено с их применением в качестве дешевого газообразного топлива. Основные параметры качества приведены в Таблице 4.4.

Таблица 4.4. Основные параметры качества природного газа

Определяемый параметр качества	Допустимое значение (диапазон измерений)	Методы анализа	Время анализа
Компонентный состав, % :	(50-100)	Газовая хроматография по ГОСТ 31371	10-20 мин
Метан	(0-15)		
Этан	(0-3)		
Пропан	(0-1)		
Бутаны	(0-0,5)		
Пентаны	(0-0,3)		
Высшие углеводороды	(0-20)		
Азот	(0-10)		
Двуокись углерода	(0-2)		
Кислород	(0-1)		
Аргон	(0-20)	Газовая хроматография по ГОСТ 53367	10-20мин (1-3 мин)
Гелий	не более 50 ppm в		

Сероводород и серосодержащие компоненты	товарном газе	Фотоколориметрический метод на основе ацетата свинца, метод пиро УФ-флуоресценции, УФ-спектрометрия	
Точка росы	(-100...+20°C)	Газоаналитические на основе специальных датчиков	10-20 мин
Теплотворная способность, кДж/м ³ метан	(800-900) (0-6000) для различных компонентов	Газохроматографический (расчетный) метод по ГОСТ 31369 Термокаталитический метод	10-20 мин 3-5 мин
Плотность, кг/м ³	(0,2-2,0)	Газохроматографический (расчетный) метод по ГОСТ 31369 Электронные плотномеры на основе камертонного датчика	10-20 мин 1-2 мин
Число Воббе	(1,0-1,1)	Газохроматографический (расчетный) метод по ГОСТ 31369 Термокаталитический метод	10-20 мин 3-5 мин

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Согласно оценкам экспертов, основанных на данных о запасах углеводородного сырья и динамике энергопотребления, кардинальных изменений в структуре ТЭК в ближайшие 20-30 лет не предвидится. Основными тенденциями развития ТЭК на ближайшие 10-15 лет будут:

- перевод большинства электростанций, работавших на угле и мазуте, на природный газ, а высвободившихся углеводородных ресурсов – использование в качестве сырья для металлургии нефтепереработки;

- увеличение глубины переработки нефти до показателей ведущих индустриальных стран (92-95%) и стимулирование производства экологичных моторных топлив с низким содержанием серы, а также увеличение доли моторных топлив из растительного сырья (биоэтанол, биодизель);

- доля АЭС, вероятнее всего, сохранится на нынешнем уровне, поскольку связанные с эксплуатацией АЭС техногенные катастрофы и сложности с утилизацией отработанного ядерного топлива создают серьезные препятствия для активного развития этого сектора энергетики;

- перспективными и более востребованными могут оказаться водородная, солнечная и ветряная энергетика, технологии переработки отходов (производство биогаза, сжигания мусора), химические и электрохимические источники энергии;

- снижение общих энергозатрат в промышленности и транспорте на 20-25% за счет внедрения новейших технических решений и устройств и материалов на основе нанотехнологий.

Принимая во внимание тот факт, что современные представления о строении вещества, основанные на квантовомеханическом описании, по-видимому, не являются окончательными и исчерпывающими, можно предполагать, что в будущем возможно появление совершенных новых приборов, методов и технологий. Поэтому глубокое овладение знаниями по общеобразовательным курсам «Физика», «Химия», «Информатика», а также таким общетехническим дисциплинам, как электроника, электротехника, спектроскопия и др., будет необходимо студентам для успешного создания и реализации своего профессионального потенциала в трудовой деятельности в качестве инженеров-метрологов, инженеров КИПиА, специалистов по контролю качества продукции, инженеров-проектировщиков, специалистов по разработке аналитической техники и приборов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Драго Р. Физические методы в химии.: В 2 т. М.: Мир, 1981 - Т.1,2.
 2. Отто. М. Современные методы аналитической химии. М.: Техносфера, 2006 - 416с.
 3. Кузнецов В.А., Якунин Г.В. Общая метрология. М.:ИПК Изд-во стандартов, 2001 - 272с.
 4. Леффер Уильям Л. Переработка нефти. М.: ЗАО «ОлимпБизнес».1999 - 224с.
 5. Эткинс П. Физическая химия. – М.: Мир, 1980. – Т. 1.Т.2
 6. Козин Л.Ф., Волков. С.В. Водородная энергетика и экология. Киев: Наукова думка, 2002 - 334с
 7. Фримантл М. Химия в действии.: В 2т.М.:Мир,1998 - Т.1,2.
 8. Физический энциклопедический словарь. М.: Сов. энциклопедия, 1983 - 928с
 9. Химия. Большой энциклопедический словарь. Гл.ред.И.Л. Кнунянц. Большая Российская энциклопедия, 1998 - 792с.
 10. Харитонов Ю.Я. Аналитическая химия (аналитика). Книга 2. Количественный анализ. Физико-химические (инструментальные) методы анализа. М.: Высшая школа, 2001 г.
 11. Рабинович. В.А., Хавин З.Я. Краткий химический справочник. Л.: Химия,1991 - 432с.
 12. Автоматизация процессов нефтепереработки. Под. общ. ред. Харазова В.Г. СПб. Профессия, 2012 - 304с.
- Рекомендации по использованию Интернет-ресурсов и других электронных информационных источников:
13. ресурсы, посвященные кафедре и университету:
<http://aco.ifmo.ru/>, <http://ifmo.ru/>, <http://cis.ifmo.ru/>, <http://cde.ifmo.ru>
 14. ресурсы, посвященные аналитическим методам:
<http://anchemistry.ru/> <http://xumuk.ru/> <http://www.chemindustry.ru>
<http://www.alhimik.ru> <http://www.rusanalytchem.org>
<http://www.chemport.ru> <http://www.chembz.ru>
 15. ресурсы, посвященные по техническому регулированию и метрологии
<http://www.gost.ru/wps/portal>; <http://www.vniim.ru>; <http://www.grun.ru>
<http://www.docload.ru>
 16. ресурсы, посвященные нефтегазовому комплексу
<http://links.riccom.ru>
<http://www.gubkin.ru> <http://www.kinef.ru> <http://www.vniinp.ru>
 17. ресурсы, посвященные поставщикам аналитического оборудования
<http://www.loip.ru> <http://www.nevalab.ru> <http://www.soctrade.ru>
<http://www.wika.ru> <http://www.yokogawa.ru> <http://www.kipinfo.ru>

СПЕЦИФИЧЕСКИЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

- -Анилиновая точка
- -Алкилирование
- -Давление насыщенных паров
- -Катализатор
- -Колориметрия
- -Калориметрия
- -Крекинг
- -Температура замерзания
- -Температура предельной фильтруемости
- -Температура застывания
- -Высота некопящего пламени
- -Хроматография
- -Цетановое число

Термины и определения

Алкилирование — введение алкильного заместителя в молекулу органического соединения. Типичными алкилирующими агентами являются алкилгалогениды, алкены, эпоксисоединения, спирты, реже альдегиды, кетоны, эфиры, сульфиды, диазоалканы. Катализаторами алкилирования являются минеральные кислоты, кислоты Льюиса а также цеолиты.

Алкилирование широко применяется в химической и нефтехимической промышленности.

Процесс алкилирования направлен на получения высокооктановых компонентов автомобильного бензина из непредельных углеводородных газов. В основе процесса лежит реакция соединения алкена и алкана с получением алкана с числом атомов углерода, равным сумме атомов углерода в исходном алкене и алкане. Поскольку наибольшим октановым числом обладают молекулы алканов с изо-строением, то молекулы исходного сырья тоже должны иметь изо-строение. В нефтепереработке наибольшее распространение получило сырье алкилирования бутан-бутиленовая фракция (ББФ), которая получается в процессе каталитического крекинга. Основной компонент ББФ изо-бутан и бутилен.

Основные реакции:

1. изо-бутан + изо-бутилен = изо-октан (2,2,4-триметилпентан)
(Октановое число — 100 ед.)
2. изо-бутан + бутилен-2 = изо-октан (2,2,3-триметилпентан) (ОЧМ < 100)
3. изо-бутан + изо-бутилен = изо-октан (2,2,3,3-тетраметилбутан)
(ОЧМ > 100)

Побочные реакции из-за примесей пропилена и нормального бутилена

1. изо-бутан + пропилен = изо-гептан (2,2-диметилпентан) (ОЧМ << 100)

Режим работы реактора

Параметр	Значение
Температура, °С	0 — 10
Давление, МПа	0,6 — 1,0
Мольное соотношение изобутан: бутилены	6 — 12
Катализатор	Серная кислота □
Объемное соотношение между у/в и сернокислотной фазой	1 — 1,5
Время контакта сырья с катализатором, мин	20 — 30

Октановое число смеси продуктов реакции (алкилат) около 95, следует отметить важную особенность равенства октановых чисел по моторному методу и исследовательскому. Так, например, продукт каталитического реформинга (реформат) имеет исследовательское октановое число 95 и моторное 85, в то время как алкилат 95 и 92 соответственно. Это обстоятельство делает его наиболее ценным компонентом товарных бензинов. Однако его себестоимость так же очень велика. К тому же есть конкурирующий процесс использования ББФ — производство МТБЭ.

Сырье алкилирования — бутан-бутиленовую фракцию (ББФ) необходимо очищать от сернистых соединений, которые в основном представлены меркаптанами. Метод очистки ББФ от меркаптанов заключается в щелочной экстракции меркаптанов из углеводородной фракции и последующей регенерации щелочи в присутствии гомогенных или гетерогенных катализаторов кислородом воздуха с выделением дисульфидного масла.

Гидрокрекинг — один из видов крекинга, переработка высококипящих нефтяных фракций, мазута, вакуумного газойля или деасфальтизата для получения бензина, дизельного и реактивного топлива, смазочных масел, сырья для каталитического крекинга и др. Проводят действием водорода при 330—450 °С и давлении 5-30 МПа в присутствии никель-молибденовых катализаторов. В процессе гидрокрекинга происходят следующие превращения:

1. Гидроочистка — из сырья удаляются сера-азотсодержащие соединения;
2. Расщепление тяжелых молекул углеводорода на более мелкие;
3. Насыщение водородом непредельных углеводородов.

В зависимости от степени превращения сырья различают **легкий** (мягкий) и **жесткий** гидрокрекинг.

Легкий гидрокрекинг

Легкий гидрокрекинг—процесс, проходящий при давлении 5 МПа и температуре 380—400 °С и избытке водорода в одном реакторе (стадии), который направлен на получение дизельного топлива и сырья

каталитического крекинга.

Типичный материальный баланс легкого одностадийного гидрокрекинга

Продукция	Выход % на сырье
Взято всего:	101,23
Вакуумный газойль (Фр.350-500 °С)	100
ВСГ (водородсодержащий газ)	1,23
Получено всего:	101,23
Углеводородные газы	0,58
Сероводород	1,43
Бензиновая фракция	4,21
Дизельная фракция	34,0
Гидроочищенная фракция 350—500 °С	59,29
Потери (в том числе ВСГ на отдувку)	1,65

Качество дизельного топлива:

Показатели	Дизельное топливо 165—360°С
Плотность кг/м ³ ,	840
Содержание серы %масс	0,005
Йодное число г I ₂ /100 г	2,0
Температура застывания, °С	-15
Цетановое число	50-52

Жесткий гидрокрекинг

Жесткий гидрокрекинг — процесс, проходящий при давлении 10 МПа и температуре 380—400 °С и избытке водорода в нескольких реакторах (стадиях), который направлен на получение **дизельного топлива, керосиновых и бензиновых фракций.**

Типичный материальный баланс жесткого двухстадийного гидрокрекинга

Продукция	Выход % на сырье
Взято всего:	102,5
Вакуумный газойль (Фр.350-500°С)	100
ВСГ	2,5
Получено всего:	102,5
Углеводородные газы	7,5
Сероводород	1,8
Бензиновая фракция	22,7
Дизельная фракция	69,5
Гидроочищенная фракция 350—500 °С	0
Потери	1

Качество дизельного топлива:

Показатели	Дизельное топливо 165—330°С
Плотность кг/м ³	810
Содержание серы % масс	0,005
Йодное число г I ₂ /100 г	2,0
Температура застывания, °С	–35
Цетановое число	48-50

Каталитический гидрокрекинг (получение высокоиндексных масел)

Гидрокрекинг — гидрокаталитическая переработка сырья для получения базовых масел с высоким индексом вязкости (100 и выше), низким содержанием сернистых и ароматических углеводородов. Масла нужного качества получаются не удалением нежелательных компонентов из сырья (как в случае с очисткой селективными растворителями, адсорбционной очисткой и гидроочисткой), а преобразованием их в углеводороды необходимой структуры за счёт реакций гидрирования, крекинга, изомеризации и гидрогенолиза (происходит удаление серы, азота, кислорода), что сказывается на стабильности получаемых масел. При гидрокрекинге получают высококачественные основы широкого ассортимента товарных смазочных масел: гидравлических, трансформаторных, моторных, энергетических, промышленных и т.д. По своим физико-химическим свойствам масла ГК приближаются по свойствам к синтетическим маслам (ПАО), при более низкой стоимости производства. По сравнению с базовыми маслами, получаемыми традиционными способами очистки имеют безоговорочные преимущества, особенно при производстве автомобильных масел.

Гидроочистка нефтепродуктов — процесс химического превращения веществ под воздействием водорода при высоком давлении и температуре. Гидроочистка нефтяных фракций направлена на снижение содержания сернистых соединений в товарных нефтепродуктах. Побочно происходит насыщение непредельных углеводородов, снижение содержания смол, кислородсодержащих соединений, а также гидрокрекинг молекул углеводородов. Наиболее распространённый процесс нефтепереработки.

Гидроочистке подвергаются следующие фракции нефти:

1. Бензиновые фракции (прямогонные и каталитического крекинга);
2. Керосиновые фракции;
3. Дизельное топливо;
4. Вакуумный газойль;
5. Фракции масел.

Гидроочистка бензиновых фракций

Различают гидроочистку прямогонных бензиновых фракций и фракций бензина каталитического крекинга.

1. Гидроочистка бензина прямогонных бензиновых фракций. Направлен на получения гидроочищенных бензиновых фракций — сырья для реформинга. Процесс гидроочистки бензиновых фракций основан на реакциях гидрогенолиза и частичной деструкции молекул в среде водородсодержащего газа, в результате чего органические соединения серы, азота, кислорода, хлора, металлов, содержащиеся в сырье, превращаются в сероводород, аммиак, воду, хлороводород и соответствующие углеводороды.

Качество топлива до и после гидроочистки:

Показатели	Сырье	Продукт
Плотность кг/ м ³	745	745
Содержание серы % масс	0,08	0
Бромное число г Br ₂ /100 г	0,48	0,02

Параметры процесса: Давление 1-3 МПа; Температура 370—380 °С; Содержание водорода в ВСГ — 75 %; Кратность циркуляции водорода 80-200 м³/м³; Катализатор — кобальт-молибденовый.

Типичный материальный баланс процесса:

Продукция	Выход % на сырье
Взято всего	100,15
Фр. 85-180 °С	100
ВСГ	0,15
Получено всего	100,15
Углеводородные газы	0,65
Сероводород	0
Гидроочищенная фракция	99
Потери	0,5

2. Гидроочистка бензина каталитического крекинга. Процесс направлен на снижение серы и диеновых углеводородов в товарных бензинах. Гидроочистка бензина КК

Показатели	Сырье	Продукт
Плотность кг/ м ³	759	751
Содержание серы %масс	0,28	0,1
Йодное число г Br ₂ /100 г	52	41
Октановое число м.м.	81	80,5

Гидроочистка керосиновых фракций направлена на снижение содержания серы и смол в реактивном топливе. Сернистые соединения и смолы вызывают коррозию топливной аппаратуры летательных аппаратов и закоксовывают форсунки двигателей.

Качество топлива до и после гидроочистки:

Показатели	Сырье	Продукт
Плотность кг/ м ³	785	778
Содержание серы % масс	0,46	0,15
Йодное число г I ₂ /100 г	2,2	0,5
Температура вспышки, °С	30	30
Температура застывания, °С	-62	-64

Параметры процесса: Давление 1,5-2,2 МПа; Температура 300—400 °С; Содержание водорода в ВСГ — 75 %; Кратность циркуляции водорода 180—250 м³/м³; Катализатор — кобальт-молибденовый.

Типичный материальный баланс процесса:

Продукция	Выход % на сырье
Взято всего	100,25
Фр. 140—240 °С	100
ВСГ	0,25
Получено всего	100,25
Углеводородные газы	0,65
Сероводород	0,2
Бензиновый отгон	1,10
Гидроочищенная фракция	97,9
Потери	0,4

Гидроочистка дизельного топлива

Гидроочистка дизельного топлива направлена на снижение содержания серы и полиароматических углеводородов. Сернистые соединения, сгорая, образуют сернистый газ, который с водой образует сернистую кислоту — основной источник кислотных дождей. Полиароматика снижает цетановое число.

Принципиальная схема и выхода

Качество топлива до и после гидроочистки:

Показатели	Сырье	Продукт
Плотность кг/м ³	850	845
Содержание серы %масс	1,32	0,2
Йодное число г I ₂ /100 г	4,0	1,2
Температура застывания, °С	-3	-1
Цетановое число	52	53

Параметры процесса: Давление 1,8-2 МПа; Температура 350—420 °С; Содержание водорода в ВСГ — 75 %; Кратность циркуляции водорода 180—300 м³/м³; Катализатор — никель-молибденовый.

Типичный материальный баланс процесса:

Продукция	Выход % на сырье
Взято всего	100,40
Фр. 240—360 (180—360) °С	100
ВСГ	0,40
Получено всего	100,40
Углеводородные газы	0,6
Сероводород	1,2
Бензиновый отгон	1,30
Гидроочищенная фракция	96,9
Потери	0,4

Гидроочистка вакуумного газойля

Гидроочистка вакуумного газойля направлена на снижение содержания серы и полиароматических углеводородов. Гидроочищенный газойль является сырьем для каталитического крекинга. Сернистые соединения отравляют катализатор крекинга, а также ухудшают качество целевого продукта бензина каталитического крекинга (см. Гидроочистка бензиновых фракций).

Качество топлива до и после гидроочистки:

Показатели	Сырье	Продукт
Плотность кг/ м ³	920	885
Содержание серы %масс	1,6	0,2
Бромное число г Br ₂ /100 г	0,25	0,05
Температура застывания, °С	27	34

Параметры процесса: Давление 8-9 МПа; Температура 370—410 °С; Содержание водорода в ВСГ — 99 %; Кратность циркуляции водорода >500 м³/м³; Катализатор — никель-молибденовый.

Типичный материальный баланс процесса:

Продукция	Выход % на сырье
Взято всего	100,65
Фр. 350—500 °С	100
ВСГ	0,65
Получено всего	100,65
Углеводородные газы	1,5
Сероводород	1,5
Бензиновый отгон	1,30
Гидроочищенная фракция	86,75
Дизельная фракция	9,20
Потери	0,4

Гидроочистка нефтяных масел

Гидроочистка нефтяных масел — необходима для осветления масел и придания им химической стойкости, антикоррозийности, экологичности. Гидроочистка улучшает также индекс вязкости моторных масел. Во многом гидроочистка нефтяных масел аналогична гидроочистке вакуумных газойлей.

Давление насыщенных паров (бензина) – физико-химический показатель, характеризующий интенсивность испарения, пусковые качества бензинов. По ДНП бензина судят о наличии легко испаряющихся фракций, способных образовывать паровые пробки, возможных потерях топлива, эмиссии в окружающую среду. Чем выше ДНП бензина, тем лучше его пусковые свойства, но больше эмиссия паров в окружающую среду. ДНП бензина определяют в стальном герметичном аппарате (бомба Рейда), состоящем из топливной и воздушной камер (ГОСТ 1756) при температуре 37,8 град. С. Сущность метода заключается в измерении с помощью манометра давления паров над жидкостью. На этом же принципе основаны методы определения по ASTM D323 и ISO 3007. Нома для автомобильных бензинов от их класса испаряемости от 35 до 100к Па; для авиационных от 29 до 48 кПа.

Изомеризация — превращение химического соединения в изомер. Процесс изомеризации направлен на получение высокооктановых компонентов товарного бензина из низкооктановых фракций нефти путем структурного изменения углеродного скелета. Источником детонации в двигателях внутреннего сгорания является образование свободных радикалов по цепному механизму. Нормальные неразветвленные алканы при горении образуют наиболее активные первичные радикалы, чем вторичные или третичные радикалы при горении разветвленных алканов с изостроением. Поэтому чем разветвление молекула, тем выше её детонационная стойкость, октановое число.

Таблица октановых чисел некоторых алканов

Алкан	Октановое число И.М.
Нормальный пентан	61,8
Изопентан	93
Нормальный гексан	24,8
2,2-диметилбутан	91,8

На сегодняшний день изомеризация возможна только легких алканов бутана, пентана и гексана. Это фракция нефти с пределами выкипания 28-70 °С называется легкая нафта, петролейный эфир, газовый бензин. Проводятся

серьёзные исследования возможности изомеризации более тяжелых алканов. В нефтеперерабатывающей промышленности реализовано два типа изомеризации: 1. Однопроходная 2. С рециклом.

Однопроходная изомеризация позволяет повысить октановое число И.М. фракции с 70 до 83 пунктов. Смесь углеводородов до и после однопроходной изомеризации.

Компоненты (%об.) и ИОЧ смеси	Сырье	Продукт
изопентан	10,3	26,9
нормальный пентан	24,8	8,4
изогексан	23,2	47,8
нормальный гексан	25,6	5,7
циклические у/в	5,6	11,2
бензол	10,5	0
Октановое число И.М.	69	83

Изомеризация с рециклом позволяет, повысит октановое число фракции с 70 до 92 пунктов, за счет выделения из смеси низкооктановых компонентов и возвращение их на рециркуляцию.

Условия процесса: Давление - 2-3 МПа; Температура в реакторе - 380-410 °С; Кратность циркуляции ВСГ >500 м³/м³; Катализатор платино-содержащий на алюмосиликатной матрице и цеолитах.

Каталитический реформинг (от англ. *to reform* — переделывать, улучшать) — каталитическая ароматизация (повышение содержания аренов в результате прохождения реакций образования ароматических углеводородов), относящаяся наряду с каталитической изомеризацией лёгких алканов к гидрокаталитическим процессам реформирования нефтяного сырья. Каталитическому реформингу подвергают прямогонные гидроочищенные тяжёлые бензины с пределами выкипания 80—180 °С.

Основными целями реформинга являются:

- повышение октанового числа бензинов с целью получения неэтилированного высокооктанового бензина
- получение ароматических углеводородов (аренов)
- получение ВСГ для процессов гидроочистки, гидрокрекинга, изомеризации и т. д.

Процессы каталитического реформинга осуществляются в присутствии бифункциональных катализаторов — платины, чистой или с добавками рения, иридия, галлия, германия, олова, нанесенной на активный оксид алюминия с добавкой хлора. Платина выполняет гидрирующие-дегидрирующие функции, она тонко диспергированна на поверхности носителя, другие металлы поддерживают дисперсное состояние платины.

Носитель — активный оксид алюминия обладает протонными и апротонными кислотными центрами, на которых протекают карбонийонные реакции: изомеризация нафтеновых колец, гидрокрекинг парафинов и частичная изомеризация низкомолекулярных парафинов и олефинов. Температура процесса 520—550 °С, давление 1-5 кгс. Следует отметить, что большое содержание ароматических углеводородов в бензине плохо сказывается на эксплуатационных и экологических показателях топлива. Повышается нагарообразование и выбросы канцерогенных веществ. Особенно это касается бензола, при сгорании которого образуется бензопирен- сильнейший канцероген. Для нефтехимий реформинг — один из главных процессов. Сырьём для полистирола является стирол продукт реформинга.

Компонентный состав (бензина) – зависит от наличия на данном предприятии технических возможностей для производства бензина требуемого качества и марки. Автомобильные и авиационные бензины представляют собой смесь компонентов различных технологических процессов. Базовые компоненты бензина получают в процессах прямой перегонки нефти, реформинга, каталитического крекинга, гидрокрекинга, а также в процессах термической переработки. Высокооктановые компоненты бензина – на основе алифатических углеводородов: изопентан, изомеризат, алкилат; ароматических углеводородов: толуол, ксилол и смеси ароматических C₈+, а также (для автомобильных бензинов) простых эфиров и спиртов. Основные эксплуатационные свойства, определяющие содержание отдельных компонентов в товарном бензине: детонационная стойкость, испаряемость, химическая и физическая стабильность. Экологические свойства автомобильного бензина зависят от группового углеводородного состава, содержания сернистых и др. не углеводородных соединений, снижающих надежность систем каталитической нейтрализации отработавших газов. К компонентному составу авиационных бензинов предъявляются более жесткие требования. Продукты вторичных процессов, содержащих, олефиновые углеводороды не используются, а в связи с ограничениями на показатели удельной теплоты сгорания не вовлекаются оксигенаты. Из-за незначительного загрязнения авиационной техникой окружающей среды для обеспечения необходимого уровня детонационной стойкости авиабензинов в состав их вводят тетраэтилсвинец (1,0 – 3,1 г/кг) в виде этиловой жидкости.

Метил-трет-бутиловый эфир (*трет*-бутилметиловый эфир, 2-метил-2-метоксипропан, МТБЭ) — химическое вещество с химической формулой $\text{CH}_3\text{—O—C}(\text{CH}_3)_3$, один из важнейших представителей простых эфиров.

Физические свойства:

температура кипения 54-55 °С при 764 мм рт. ст.;
 d_4^{20} 0,7578; n_D^{20} 1,37566;
растворимость в воде — низкая.

Азеотропные смеси с водой (52,6 °С) и метанолом (51,3 °С)

Параметр	Значение
Давление насыщенных паров	27,1 кПа (20 °С)
Теплота образования	291 кДж/моль
Температура	
Самовоспламенения	443 °С
Пределы взрываемости	1,65 — 8,4 %,об
ПДК в воздухе рабочей зоны	100 мг/м ³
ПДК в атмосферном воздухе	0,5 мг/м ³
Смертельная доза 50 % отравляющихся	4 г/кг (орально)

Плотность при 20 °С — 0,7405.

Коэффициент преломления при 20 °С — 1,3690.

Удельная теплоемкость — 2,1 кДж/кг·К.

Теплота парообразования — 332,5 кДж/кг.

Растворим в этаноле, диэтиловом эфире, плохо — в воде (4,6 % при 20 °С).

Образует азеотропные смеси: с метанолом (МТБЭ - 85 % масс), температура кипения - 52 °С; с водой (МТБЭ - 96 % масс), температура кипения - 52,6 °С.

При нагревании выше 460 °С, а также при нагревании с катализатором разлагается на метанол и изобутилен.

Пероксидных соединений не образует.

Температура вспышки минус — 27 °С.

Температура самовоспламенения — 443 °С.

Концентрационные пределы воспламенения — 1,4 — 10 %.

Предельно - допустимая концентрация в воздухе рабочей зоны — 100 мг/м³.

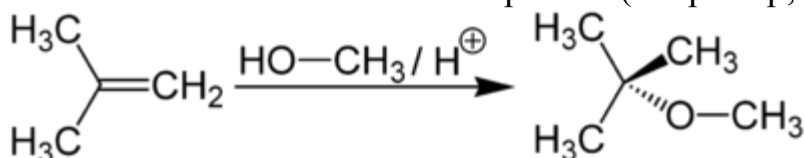
Предельно - допустимая концентрация в атмосфере населенных мест — 0,1 мг/м³.

Хорошо растворяется в бензине в любых соотношениях, практически не растворяется в воде, не ядовит.

Топливные характеристики: Октановое число по исследовательскому методу — 115—135. Октановое число по моторному методу — 100—101.

Производство

Получается при взаимодействии метанола с изобутиленом в присутствии кислых катализаторов (например, ионообменных смол).



Синтез МТБЭ в присутствии кислотного катализатора осуществляется путем алкилирования метанола изобутиленом по обратимой реакции: $\text{iC}_4\text{H}_8 + \text{CH}_3\text{OH} \leftrightarrow \text{CH}_3\text{OC}(\text{CH}_3)_3$. Реакция протекает в жидкой фазе с выделением тепла. Тепловой эффект реакции составляет 41,8 кДж/моль. Равновесие реакции смещается вправо при повышении давления и снижении температуры. Процесс синтеза МТБЭ ведут при температуре от 50 до 100 °С и давлении, необходимом для поддержания реагентов в жидкой фазе. При правильно подобранных режимах побочные реакции можно практически полностью подавить, обеспечив селективность процесса 98 % и выше.

На 2004 год производство в США составляло половину мирового выпуска, на 1999 год произведено более 8,5 млн. т. во время использования его в качестве добавки к топливу. Однако (из-за утечек из подземных хранилищ на территории США) МТБЭ был запрещён различными инстанциями, и с конца 2006 года его производство начало сокращаться. Во многих штатах загрязнение водоносного горизонта МТБЭ вызывает серьёзные опасения. Большинство поставщиков бензина отказались от его использования в пользу этил-трет-бутилового эфира в связи с налоговыми льготами производителям. В Евросоюзе на 2003 год произведено около 2,6 млн. т, крупнейшее производство размещено в Роттердаме (в 2004 году произведено более 1 млн. т. — 90 % производства Голландии), в Бельгии производство составляет около 387 тыс. т. в год. Динамика производства в Европе повторяет ситуацию в США. В целом мировое производство и применение эфира на 2006 год продолжает расти и имеет значительные перспективы.

Применение

Применяется в качестве добавки к моторным топливам, повышающей октановое число бензинов (антидетонатор). Максимальное законодательное содержание МТБЭ в бензинах Европейского союза — 15 %, в Польше — 5 %, в России - 15%. В России в среднем составе бензинов содержание МТБЭ составляет до 6 % для АИ92 и до 15 % для АИ95, АИ98.

МТБЭ широко применяется в производстве высокооктановых бензинов, при этом выступает как нетоксичный, но менее теплотворный высокооктановый компонент и как оксигенат (носитель кислорода), способствующий более полному сгоранию топлива и предотвращению коррозии металлов. Мировое потребление МТБЭ находится на уровне 20-22 млн. т. в год.

Подготовка сырья МТБЭ

Основным сырьем МТБЭ на нефтеперерабатывающих заводах является бутан-бутиленовая фракция (ББФ) после каталитического крекинга, которую необходимо очищать от сернистых соединений. Сернистые соединения в ББФ представлены в основном метил- и этилмеркаптаном, очистка от которых осуществляется их щелочной экстракцией и последующим окислением тиолятов с применением гомогенных или гетерогенных катализаторов в присутствии кислорода воздуха с получением дисульфидного масла.

Октáновое числó — показатель, характеризующий детонационную стойкость топлива (способность топлива противостоять самовоспламенению при сжатии) для двигателей внутреннего сгорания. Число равно содержанию (в процентах по объёму) изооктана (2,2,4-триметилпентана) в его смеси с *n*-гептаном, при котором эта смесь эквивалентна по детонационной стойкости исследуемому топливу в стандартных условиях испытаний.

Изооктан трудно окисляется даже при высоких степенях сжатия, и его детонационная стойкость условно принята за 100 единиц. Сгорание в двигателе *n*-гептана даже при невысоких степенях сжатия сопровождается детонацией, поэтому его детонационная стойкость принята за 0. Для бензинов с октановым числом выше 100 создана условная шкала, в которой используют изооктан с добавлением различных количеств тетраэтилсвинца.

Характерный металлический звон при детонации создаётся детонационной волной, многократно отражающейся от стенок цилиндра. При детонации снижается мощность двигателя и ускоряется его износ.

Испытания на детонационную стойкость проводят или на полноразмерном автомобильном двигателе, или на специальных установках с одноцилиндровым двигателем. На полноразмерных двигателях при стендовых испытаниях определяют т. н. фактическое октановое число (ФОЧ), а в дорожных условиях — дорожное октановое число (ДОЧ). На специальных установках с одноцилиндровым двигателем определение октанового числа принято проводить в двух режимах: более жёсткий (моторный метод) и менее жёсткий (исследовательский метод). Октановое число топлива, установленное исследовательским методом, как правило, несколько выше, чем октановое число, установленное моторным методом. Точность определения октанового числа, более правильно именуемая воспроизводимостью, составляет единицу. Это означает, что бензин с октановым числом 93 может показать на другой установке при соблюдении всех требований метода определения октанового числа (ASTM D2699, ASTM D2700, EN 25163, ISO 5163, ISO 5164, ГОСТ 511, ГОСТ 8226) совсем другую величину, например 92. Существенным является то, что обе величины, 93 и 92, являются и точными, и правильными и при этом относятся к одному и тому же образцу топлива.

Виды октановых чисел: ОЧИ и ОЧМ

Исследовательское октановое число (ОЧИ) определяется на одноцилиндровой установке с переменной степенью сжатия, называемой УИТ-65 или УИТ-85, при частоте вращения коленчатого вала 600 об/мин, температуре всасываемого воздуха 52 °С и угле опережения зажигания 13 град. Оно показывает, как ведёт себя бензин в режимах малых и средних нагрузок.

Моторное октановое число (ОЧМ) определяется так же на одноцилиндровой установке, при частоте вращения коленчатого вала 900 об/мин, температуре всасываемой смеси 149 °С и переменном угле опережения зажигания. ОЧМ имеет более низкие значения, чем ОЧИ. ОЧМ характеризует поведение бензина на режимах больших нагрузок. Оказывает влияние на высокую скорость и детонацию при частичном дроссельном ускорении и работе двигателя под нагрузкой, движении в гору и т. д.

По крайней мере, в 1950-х годах использовалось также октановое число по температурному методу.

Значения октанового числа углеводородов и различных видов топлива

Вещество	ОЧМ	ОЧИ
Метан	110,0	107,5
Пропан	100,0	105,7
н-бутан	91,0	93,6
Изобутан	99,0	101,1
н-пентан	61,7	61,7
Изопентан (2-метилбутан)	90,3	92,3
2,2,3-Триметилбутан	101,0	105,0
н-Гептан	0	0
Изооктан (2,2,4-триметилпентан)	100	100
1-Пентен	77,1	90,9
2-Метил-1-бутен	81,9	101,3
2-Метил-2-бутен	84,7	97,3
Метилциклопентан	80,0	91,3
Циклогексан	77,2	83,0
Бензол	111,6	113,0
Толуол	102,1	115,7
Бензины прямой перегонки	41-56	43-58
Бензины термического крекинга	65—70	70—75
Бензины каталитического крекинга	75—81	80—85
Бензины каталитического реформинга	77—86	83—97

Бензин Н-80((ОЧИ+ОЧМ)/2))	76[1]	84
Бензин АИ-92	83,5[t 1]	92
Полимербензин	85	100
Алкилат	90	92
Алкилбензол	100	107
Этанол	100	105
Метил-трет-бутиловый эфир	—	117[2]

1. ¹ Ориентировочно, может слегка варьироваться в зависимости от состава конкретных образцов бензина.

2. ² Октановое число было определено при смешении с бензином.

Разность между ОЧИ и ОЧМ характеризует чувствительность топлива к режиму работы двигателя.

Поскольку при эксплуатации полноразмерного двигателя при переменных режимах происходит фракционирование бензина, необходимо отдельно оценивать детонационную стойкость его различных фракций. Октановое число бензина, с учётом его фракционирования в двигателе, получило название «распределение октанового числа» (ОЧР). В связи со сложностью определения октанового числа на двигателях, разработаны методы косвенной оценки детонационной стойкости по физико-химическим показателям и характеристикам низкотемпературной реакции газовой фазы окисления, имитирующей предпламенные процессы.

Углеводороды, которые содержатся в топливах, значительно различаются по детонационной стойкости: наибольшее октановое число имеют ароматические углеводороды и парафиновые углеводороды (алканы) разветвлённого строения, наименьшее октановое число имеют парафиновые углеводороды нормального строения. Топлива нефтяного происхождения, полученные каталитическим реформингом и крекингом, имеют более высокие октановые числа, чем полученные при прямой перегонке.

Для повышения октанового числа топлив используются высокооктановые компоненты и антидетонационные присадки. Многие из них (например, МТБЭ) испаряются легче, чем бензин, что приводит к интересному эффекту у машин с негерметичным бензобаком — по мере расходования топлива и испарения присадки октановое число бензина, оставшегося в баке, уменьшается на несколько единиц. Это приводит к лёгкому звону при полной мощности мотора (если он не оборудован датчиком детонации). Подавляющее большинство современных инжекторных двигателей имеют датчики детонации, позволяющие использовать любой бензин с октановым числом 91—98, для двигателей с высокой степенью сжатия может быть необходимо, использовать бензин с октановым числом не ниже 95 или даже 98.

Октановые числа ароматических углеводородов:

Углеводород	Исследовательское	Моторное	Дорожное
Бензол (Ткип 80 °С)	106	88	97
Толуол (Ткип 111 °С)	112	98	105
пара-Ксилол (Ткип 138 °С)	120	98	109
мета-Ксилол(Ткип 139 °С)	120	99	109,5
орто-Ксилол (Ткип 144 °С)	105	87	96
Этилбензол (Ткип 136 °С)	114	91	102,5
Сумма ароматики С9	117	98	107,5
Сумма ароматики С10	110	92	101

Образование ароматических углеводородов происходит в результате следующих реакций:

- дегидрирование шестичленных циклоалканов:
 - циклогексан в бензол
 - метилциклогексан в толуол
 - диметилциклогексан в ксилол
 - дегидроизомеризация циклопентанов
 - дегидроциклизация парафиновых углеводородов
- Побочные реакции:
- гидрокрекинг с образованием жирных газов;
 - коксообразование

Предельная температура фильтруемости (дизельного топлива) – важнейший эксплуатационный показатель, характеризующий прокачиваемость топлива при низких температурах. Определяют как температуру, при которой постепенно охлаждаемое в стандартизованных условиях топливо (определенный объем) перестает протекать через стандартную фильтрующую установку в течение определенного времени. ПТФДТ без присадок равна температуре помутнения или на 1-2 град. С ниже. Микрочастицы высокоплавких углеводородов забивают фильтры тонкой и грубой очистки в системе питания двигателя и препятствуют поступлению топлива. Определяют по ГОСТ 22254 (зарубежный метод EN 116).

Процесс Клауса — процесс каталитической окислительной конверсии сероводорода. Источник сероводорода - природные и промышленные. Природными источниками являются месторождения нефти и газа,

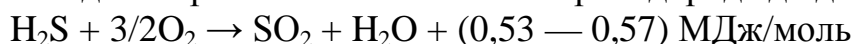
вулканическая деятельность, разложение биомассы и т.д. Промышленные источники - переработка нефти и газа (процессы гидроочистки и гидрокрекинга), металлургия и т.д. Сероводород, получаемый с гидрогенизационных процессов переработки сернистых и высокосернистых нефтей, газоконденсатов и установок аминной очистки нефтяных и природных газов, обычно используют на НПЗ для производства элементарной серы, иногда для производства серной кислоты.

Процесс был изобретен Карлом Фридрихом Клаусом, английским химиком, в 1883 году.

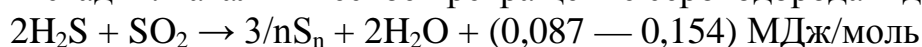
Химизм процесса:

Двустадийный метод промышленного получения серы из сероводорода:

I стадия: термическое окисление сероводорода до диоксида серы.



II стадия: каталитическое превращение сероводорода и диоксида серы.



Клаус-процесс активно применяется на нефтеперерабатывающих предприятиях, для переработки сероводорода с установок гидрогенизации и установок аминной очистки газов. Основная задача — достижение 99,5 % извлечения серы без дополнительной очистки отходящих газов.

В настоящее время в мировой нефтепереработке широкое распространение получил процесс «Суперклаус-99».

Процесс Суперклаус-99 включает следующие стадии: термическое превращение; три стадии каталитического превращения с промежуточным выводом серы.

На стадии термического превращения происходит горение кислого газа при недостатке кислорода в условиях регулируемой подачи воздуха, и газ, покидающий второй реактор, содержит от 0,8 до 3,0 % сероводорода, в печи для дожигания сжигается ненужный отходящий газ.

Температура воспламенения — наименьшая температура вещества, при которой пары над поверхностью горючего вещества выделяются с такой скоростью, что при воздействии на них источника зажигания наблюдается воспламенение. Воспламенение — пламенное горение вещества, инициированное источником зажигания и продолжающееся после его удаления, то есть возникает устойчивое горение.

Температура вспышки — наименьшая температура горючего вещества, при которой пары над поверхностью горючего вещества способны вспыхивать при контакте с открытым источником огня; устойчивое горение при этом не возникает. Вспышка — быстрое сгорание газопаровоздушной смеси над поверхностью горючего вещества, сопровождающееся кратковременным видимым свечением. Как правило, при отсутствии

указания на метод измерения используется метод Пенски-Мартенса.

По температуре вспышки из группы горючих жидкостей выделяют легко-воспламеняющиеся. Легковоспламеняющимися называются горючие жидкости с температурой вспышки не более 61 °С в закрытом тигле (з.т.) или 66 °С в открытом тигле (о.т.).

Для каждой горючей жидкости можно определить давление насыщенных паров. С повышением температуры оно растёт, таким образом, количество горючего вещества на единицу объёма воздуха над жидкостью также растёт с ростом температуры. При достижении температуры вспышки содержание горючего вещества в воздухе становится достаточным для поддержания горения. Достижение равновесия между паром и жидкостью требует, однако, некоторого времени, определяемого скоростью образования паров. При температуре вспышки скорость образования паров ниже, чем скорость их горения, поэтому устойчивое горение возможно лишь при достижении температуры воспламенения.

Из-за сложностей прямого измерения температуры вспышки газов и паров, за неё принимают минимальную температуру стенки реакционного сосуда, при которой наблюдают вспышку. Эта температура зависит от условий теплообмена как внутри реакционного сосуда, так и самого сосуда с окружающей средой, объёма смеси, а также каталитической активности стенки сосуда и ряда других параметров.

Показатель применяется для определения допустимой температуры нагревания горючих веществ при различных условиях хранения и перевозки. Наиболее известным способом измерения температуры вспышки является определение в закрытом тигле по Пенски-Мартенсу ASTM D93, ГОСТ 6356. Для температур ниже 20-50 градусов Цельсия используют другие методы.

Также существуют методы экспериментального определения температуры вспышки жидкостей в открытом тигле.

Температура вспышки и связанные с ней параметры некоторых веществ

Вещество	Темп. кипения	Темп. вспышки	Темп. самовоспламенения	Пределы взрываемости	
	°С	°С	°С	Мин. об.-%	Макс. об.-%
Водород	-253	...	465	4	77
Метан	-162	...	595	4,4	16,5
Ацетилен	-84	...	305	2,3	82
Пропан	-42	-96	470	1,7	10,9
Бутан	0	-69	365	1,4	9,3
Ацетальдегид	+20	-30	155	4	57

n-Пентан	+36	-35	285	1,4	8,0
Диэтиловый эфир	+36	-40	170	1,7	36
Сероуглерод	+46	-30	102	1,0	60
Ацетон	+56	-18	540	2,1	13
Метанол	+65	+11	455	5,5	37
n-Гексан	+69	-22	240	1,0	8,1
Этанол	+78	+13	425	3,5	15
Изопропиловый спирт	+82	+12	425	2	12
n-Гептан	+98	-4	215	1,0	7
Изооктан, 2,2,4-Триметилпентан	+99	-12	410	1,0	6
n-Октан	+126	+12	210	0,8	6,5
Бензин	30-200	< -20	200-410	0,6	8
Дизельное топливо	150-390	> +55	ок. 220	0,6	6,5

Температура застывания (дизельного топлива) – показатель, характеризующий прокачиваемость топлива и определяющий условия его хранения. ТЗДТ определяет условия складского хранения и нормируется ГОСТ 305, Температура для летнего – 10 °С, для зимнего – 35 °С, для арктического -55 °С. Определяют по ГОСТ 20287. Разность температур помутнения и застывания большинства дизельных топлив без присадок составляет 5-10 °С.

Температура начала кристаллизации (авиационных бензинов) – показатель прокачиваемости, температура начала образования кристаллов в условиях регламентируемых ГОСТ 5066, ISO 3013. В методе ГОСТ 5066 температурой начала кристаллизации считают ту, при которой кристаллы появляются, а в методе ISO ту, при которой кристаллы, образовавшиеся, при охлаждении исчезают при последующем нагреве. Разница между температурами появления кристаллов и их исчезновением не должна превышать 3 °С.

Температура помутнения (дизельного топлива) – показатель, характеризующий низкотемпературные свойства дизельного топлива, а именно прокачиваемость топлива. Определяют как температуру, при которой наблюдается образование кристаллической фазы. Бесперебойная работа

техники обеспечивается, при температуре окружающего воздуха выше температуры помутнения топлива ТПДТ зависит от суммарного содержания парафиновых углеводородов и их строения. Ее определяют по ГОСТ 5066, зарубежный аналог ISO 3013. Согласно европейскому стандарту EN 590 ТПДТ определяют по методу EN ISO 23015 (аналог ASTM D 2500). Разница температур помутнения летних сортов топлива, определенных по ГОСТ 5066 и EN ISO 23015, практически отсутствует. Для зимних сортов температура определена по EN ISO 23015, на 1 -3 °С ниже аналогичных показателей по ГОСТ 5066.

Температура размягчения (нефтяного битума) – температура, при которой материал в стандартизированных условиях из относительно твердого состояния переходит в жидкое. При нагревании битумы не плавятся, а постепенно размягчаются. При превышении значения температуры размягчения, установленного для конкретной марки битума, он переходит из вязкого состояния в жидкое. Принцип определения температуры размягчения по методу кольца и шара (КиШ): два горизонтальных диска, сформированных из битума внутри медных или латунных колец, с постоянной скоростью 5 °С /мин. Нагревают в жидкой среде до тех пор, пока они выдерживают массу стандартного стального шарика. Температура размягчения – среднее значение двух температур, при которых диски битума размягчаются до степени достаточной. Чтобы каждый шарик. Окруженный испытуемым продуктом, переместился через кольцо вниз на расстоянии 25,0 +- 0,4 мм. Для температуры размягчения от 30 до 80 °С в качестве рабочей жидкости в ванне используют дистиллированную или деминерализованную воду. Для температуры размягчения от 80 до 150 °С - глицерин. Методика определения данного показателя условна и научно не обоснована, однако широко применяется на практике. Условия определения температуры размягчения нормируются ГОСТ 11506, зарубежный аналог ASTM D36.

Температура самовоспламенения — наименьшая температура горючего вещества, при нагреве до которой происходит резкое увеличение скорости экзотермических объёмных реакций, приводящее к возникновению пламенного горения и/или взрыва. Эта температура требуется для достижения энергии активации реакции горения.

Из-за сложностей прямого измерения температуры самовоспламенения газов и паров, за неё принимают минимальную температуру стенки реакционного сосуда, при которой наблюдают самовоспламенение. Эта температура зависит от условий теплообмена как внутри реакционного сосуда, так и самого сосуда с окружающей средой, объёма смеси, а также каталитической активности стенки сосуда и ряда других параметров.

Показатель применяется для определения допустимой температуры нагревания горючих веществ, электрического и технологического

оборудования, а также для установления группы взрывоопасной смеси. Для измерения температуры самовоспламенения жидкостей используют метод ASTM E 659.

По данным ГОСТ Р 51330.19-99 Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования

- Силан: < 21,23 °С (70 °F)
- Белый фосфор: 34 °С (93 °F)
- Сероуглерод: 100 °С (212 °F)
- Бензин: 257 °С (495 °F) ^[1]
- Бутан: 372 °С (702 °F)
- Магний: 473 °С (883 °F)
- Водород: 510 °С (1060 °F)

Температура самовоспламенения бумаги: 451 °F, или 233 °С. Получила известность среди неспециалистов благодаря знаменитому роману Рэя Брэдбери «451 градус по Фаренгейту», в заглавие которого и вынесено это значение. У некоторых видов бумаги температура самовоспламенения отличается (бумага фотографическая — температура самовоспламенения 365 °С).

Теплота сгорания топлива - количество тепла, выделяющегося при полном сгорании единицы массы или объема топлива. Показатель характеризует потенциальный запас энергии топлива и влияет на мощность теплового двигателя. Различают теплоту сгорания низшую (без учета тепла, выделяемого при конденсации водяных паров) и высшую (с учетом тепла, выделяемого при конденсации паров воды). Обозначаемые Q_n и Q_v .

Фракционный состав – показатель, определяющий количественное содержание фракций, выкипающих в определенных температурных пределах, остаток и потери при перегонке в заданных условиях (ГОСТ 26098). Требования к фракционному составу зависят от условий применения и нормируются соответствующими стандартами. Фракционный состав нефтепродуктов определяют по ГОСТ 2177 (зарубежный аналог ASTM D 86).

Цетановое число — характеристика воспламеняемости дизельного топлива, определяющая период задержки воспламенения смеси (промежуток времени от впрыска топлива в цилиндр до начала его горения). Чем выше цетановое число, тем меньше задержка и тем более спокойно и плавно горит топливная смесь.

Цетановое число численно равно объёмной доле цетана ($C_{16}H_{34}$, гексадекана), цетановое число которого принимается за 100, в смеси с α -метилнафталином (цетановое число которого, в свою очередь, равно 0).

Когда дизельное топливо характеризуется такой же воспламеняемостью, определённой на опытном двигателе (ASTM D 613, EN 5165, ISO 5165, ГОСТ 3122), что и модельная смесь этих двух углеводородов, цетановое число данного топлива считается равным % доли цетана в этой смеси. Чем оно больше, тем лучше воспламеняемость смеси при сжатии.

Оптимальную работу стандартных двигателей обеспечивают дизельные топлива с цетановым числом 40—55. При цетановом числе меньше 40 резко возрастает задержка воспламенения (время между началом впрыска и воспламенением топлива) и скорость нарастания давления в камере сгорания, увеличивается износ двигателя. Стандартное топливо характеризуется цетановым числом 40—45, а топливо высшего качества (премиальное) имеет цетановое число 45—50. Согласно российским стандартам, цетановое число летнего и зимнего дизтоплива должно быть не менее 45 единиц. Кроме того, технические условия для зимних сортов с депрессорными присадками разрешают выпуск арктического топлива с цетановым числом не менее 40.

Премиальное дизельное топливо более лёгкое, содержит больше легко воспламеняющихся лёгких фракций и поэтому более пригодно для запуска двигателя в холодную погоду, кроме того, отношение водорода к углероду в лёгких фракциях выше, поэтому при сгорании такого дизельного топлива образуется меньше дыма.

При цетановом числе больше 60 снижается полнота сгорания топлива, возрастает дымность выхлопных газов, повышается расход топлива.

В некоторой степени цетановое число зависит от группового состава топлива (доли парафинов, олефинов, нафтенов, ароматики). Парафины, способные к самовоспламенению при низких температурах, являются полезным компонентом дизельного топлива.

Цетановое число, определённое на опытном двигателе (ASTM D 613, EN 5165, ISO 5165) являлось единственным надёжным методом определения качества дизельного топлива. В России разрешалось также использовать ГОСТ 3122, в котором добавлялась отечественная установка ИДТ-90, не прошедшая международных испытаний на воспроизводимость результатов. На основе результатов истинных определений цетанового числа топлива производилась калибровка так называемых неарбитражных приборов для экспресс определения цетанового числа. В основном это различного рода инфракрасные спектрометры. С 2009 года в EN590 и соответствующий российский ГОСТ Р 52368-2005 вводится ещё один моторный метод - метод задержки самовоспламенения EN 15195 (ГОСТ Р EN 15195-2011), который показывает хорошую сходимость со старым методом при улучшении точности, воспроизводимости и сокращении теста до 20 мин. Основной проблемой измерения цетанового числа немоторными методами является сильное влияние состава дизельного топлива. То есть моторный метод (включая ГОСТ Р EN 15195-2011) одинаково правильно определяет цетановое число любых видов топлива, а все экспресс анализаторы необходимо перекалибровывать при переходе, допустим, от классической солянки к биодизельному топливу.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Аннотация	4
Введение	5
РАЗДЕЛ 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ИЗМЕРЕНИЙ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ТЭК	7
1.1. Структура топливно-энергетического комплекса. Виды и специфика информационных технологий ТЭК	7
1.2. Организация измерений на предприятиях ТЭК. Информационные системы на предприятиях ТЭК. Способы передачи данных измерений. Система государственной стандартизации и сертификации	9
1.3. Общая классификация и характеристики приборов и методов контроля качества, применяемых в ТЭК. Основные виды погрешностей измерений	11
Технические характеристики датчиков, приборов и испытательного оборудования.....	11
Технические характеристики методов выполнения измерений	12
РАЗДЕЛ 2. КРАТКИЙ ОБЗОР ПРИБОРОВ И МЕТОДОВ ИЗМЕРЕНИЯ ОСНОВНЫХ ФИЗИЧЕСКИХ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ СЫРЬЯ И НЕФТЕПРОДУКТОВ	14
2.1. Основные физические величины.....	14
2.2. Основные физическо-химические величины	18
2.3. Основные примесные вещества.....	24
РАЗДЕЛ 3. КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ПО ТЕХНОЛОГИИ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ	31
3.1. Основные процессы и схемы переработки нефти	31
3.2. Структура и специфика построения интегрированного аналитического комплекса	34
3.3. Классификация опасных зон на предприятиях ТЭК. Основные виды и обозначение взрывозащиты приборов	38
РАЗДЕЛ 4. ОБЗОР ПРИБОРОВ И МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ОСНОВНЫХ ВИДОВ СЫРЬЯ И НЕФТЕПРОДУКТОВ	45
4.1. Приборы и методы для определения параметров качества нефти	45
4.2. Приборы и методы для определения параметров качества моторных топлив	46
4.3. Приборы и методы для определения параметров качества природного и попутного газа.....	51
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	53

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	54
СПЕЦИФИЧЕСКИЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	55
Термины и определения.....	55
Легкий гидрокрекинг	56
Жесткий гидрокрекинг	57
<i>Каталитический гидрокрекинг (получение высокоиндексных масел)</i>	58
Гидроочистке подвергаются следующие фракции нефти:	58
Гидроочистка бензиновых фракций	59
Гидроочистка дизельного топлива	60
Гидроочистка вакуумного газойля	61
Гидроочистка нефтяных масел	62
Производство	66
Применение	66
Подготовка сырья МТБЭ	67
Виды октановых чисел: ОЧИ и ОЧМ	68
Значения октанового числа углеводородов и различных видов топлива	68
Температура вспышки и связанные с ней параметры некоторых веществ	72
КАФЕДРА ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА (КАФЕДРА ХИМИИ)	79



В 2009 году Университет стал победителем многоэтапного конкурса, в результате которого определены 12 ведущих университетов России, которым присвоена категория «Национальный исследовательский университет». Министерством образования и науки Российской Федерации была утверждена Программа развития государственного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Санкт-Петербургский государственный университет информационных технологий, механики и оптики» на 2009–2018 годы.

КАФЕДРА ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА (КАФЕДРА ХИМИИ)

Кафедра химии входила в состав первых 14 кафедр ЛИТМО, сформированных в 1930 году. В 1930–1960 годах кафедра работала в рамках факультета Точной механики; в период деятельности Инженерно-физического факультета (ИФФ) с 1946 года по 1954 год кафедра входила в состав ИФФ. С 1933 года – кафедру возглавлял известный специалист в области оптического стекла профессор В.Г. Воано, позже – известный русский ученый-химик профессор С.А. Щукарев. С 1954 по 1972 год кафедру возглавлял доцент Г.С. Кошурников.

С момента второго рождения инженерно-физического факультета в 1976 г. кафедра химии вошла в его состав. В 1974–76 годы на кафедру были приглашены доценты И.К. Мешковский, О.С. Попков и Ю.П. Тарлаков из ЛТИ им. Ленсовета, А.Ф. Новиков из ВНИИМ им. Д.И. Менделеева, затем В.И. Земский, а позднее В.Ф. Пашин – из ФТИ им. А.Ф. Иоффе. Заведующим кафедрой был избран И.К. Мешковский. В те годы на кафедре была предложена новая учебная программа по курсу «Химия», которая базировалась на последних по тому времени достижениях науки и методики преподавания. На кафедре стали развиваться, в основном, три научно-технологических направления: создание новых композиционных оптических материалов; разработка химических сенсоров; технология оптического волокна.

В 1982 г. кафедра дополнительно подключилась к подготовке специалистов по технологии волоконной оптики и была переименована в кафедру «Физической химии, волоконной и интегральной оптики». Благодаря работам профессоров И.К. Мешковского, В.И. Земского, А.Ф. Новикова возникла

научная школа в области фотоники дисперсных и нелинейных сред. Были созданы новые нано-композиционные оптические материалы на основе пористого силикатного стекла с внедренными в поры молекулами органических и неорганических веществ, на основе которых впервые были созданы активные элементы твердотельных перестраиваемых лазеров на красителях, а также разработан целый ряд волоконно-оптических и фотонных химических сенсоров.

В последующие годы сотрудники кафедры, прежде всего профессора Новиков А.Ф. и Успенская М.В., существенно переработали методику преподавания курса химии, адаптировав ее к активно внедрявшейся тогда в Университете системе дистанционного обучения. В результате, преподавание курса химии в Университете ИТМО вышло на новый более высокий уровень.

В дальнейшем на кафедре под руководством профессора М.В. Успенской активно развивалось научно-техническое направление в области химии и физики сорбирующих полимерных материалов и нанокompозитов. В частности, на основе акриловых супервлагоабсорбентов разработан ряд новых материалов многофункционального назначения: сенсоры, жидкие линзы, раневые повязки, искусственные почвы для сельского хозяйства, огнестойкие конструкционные элементы и др.

Кафедра осуществляет научные разработки совместно со многими отечественными и зарубежными фирмами и университетами.

В связи с увеличением производства и потребления продукции топливно-энергетического комплекса (ТЭК), развитием нефте- и газотранспортных систем, а также переходом отечественных предприятий на выпуск продукции по международным стандартам, ужесточением требований к охране окружающей среды и широким внедрением сложных аналитических автоматизированных систем контроля качества и мониторинга в рамках направления «Техническая физика» кафедра с 2008 года осуществляет подготовку магистров и бакалавров по профилю «Физико-технические аспекты аналитического приборостроения»,

Образовательная программа включает в себя следующие разделы:

- Компьютерные комплексы для автоматизированного контроля физических, химических, механических, термических, реологических и некоторых других свойств нефтяного сырья и продуктов нефтепереработки;
- Встроенные микропроцессорные комплексы для управления технологическими процессами и измерением широкого круга параметров энергетических установок и систем энергоснабжения.
- Физико-математическое моделирование технологических процессов нефтепереработки и топливно-энергетического комплекса.

Решение поставленных задач требует привлечения современных методов исследования и использования широкого спектра новейшего оборудования, а также создания информационно-аналитических систем и комплексов различного профиля, адаптированных под специфические условия работы на предприятиях ТЭК.

Уникальная программа обучения сочетает фундаментальную подготовку в области информационных систем, физической оптики, молекулярной спектроскопии, аналитической и физической химии, компьютерной метрологии, общехимической технологии, автоматики, информатики.

В рамках специальных дисциплин изучаются приборы и методы контроля качества продукции и принципы построения автоматизированных аналитических систем для предприятий ТЭК, нефтяной и химической промышленности.

Такие системы как основа информационных технологий контроля качества и мониторинга безопасности могут успешно применяться практически на всех предприятиях и лабораториях химического и нефтехимического профиля, а также в металлургической, пищевой и фармацевтической промышленности.

В ходе реализации новой образовательной программы с 2011 году кафедры (исторически – кафедра химии) позиционировала себя как отдельное структурное подразделение Национального исследовательского университета ИТМО в качестве кафедры “Информационных технологий топливно-энергетического комплекса”.

С 2012 года на кафедре открыта подготовка бакалавров и магистров по направлению «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии».

В настоящее время на кафедре трудятся 11 преподавателей, четверо из них являются докторами наук, профессорами, признанными на международном уровне, членами ученых советов в России и за рубежом.

Выпускники кафедры имеют широкие перспективы трудоустройства в современных крупных компаниях ТЭК, таких как ЛУКОЙЛ, Роснефть, Газпром, Сургутнефтегаз, ТНК-ВР, ТРАНСНЕФТЬ, энергогенерирующих компаниях, а также на предприятиях и лабораториях пищевой, фармацевтической и других отраслях промышленности.

Клим Олег Васильевич

Приборы и методы контроля качества продукции на предприятиях ТЭК,
нефтехимической и пищевой промышленности

Учебное пособие

В авторской редакции

Редакционно-издательский отдел НИУ ИТМО

Зав. РИО

Н.Ф. Гусарова

Лицензия ИД № 00408 от 05.11.99

Подписано к печати

Заказ №

Тираж 100

Отпечатано на ризографе

Редакционно-издательский отдел
Санкт-Петербургского национального исследовательского университета информационных технологий, механики и оптики

197101, Санкт-Петербург, Кронверкский пр., 49

83

