

Министерство образования и науки Российской Федерации

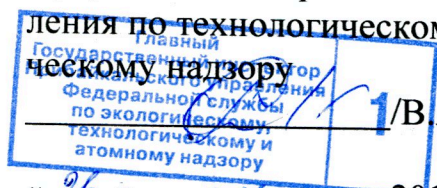
ГОУ ВПО
«ИРКУТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Химико-металлургический факультет

Кафедра химической технологии

СОГЛАСОВАНО

Главный государственный инспектор
Иркутского Межрегионального управ-
ления по технологическому и экологи-



/В.А. Степанов/

«26» 2011 г.

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по учебной работе

Н.А. Буглов

" 8 " 2011 г.



ТЕХНИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ И КОНТРОЛЬ ПРОИЗВОДСТВА
НЕФТЕПРОДУКТОВ

ОБРАЗОВАТЕЛЬНАЯ ПРОГРАММА ДИСЦИПЛИНЫ
(рабочая учебная программа дисциплины)

Направление подготовки:	240100 "Химическая технология"
Профиль подготовки:	"Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов"
Квалификация (степень)	Бакалавр
Форма обучения	очная
Составитель программы	Дьячкова Светлана Георгиевна, д.х.н., профессор кафедры химической технологии Токарева Ирина Александровна, к.х.н., доцент кафедры химической технологии

Иркутск 2011 г.

1. Информация из ФГОС, относящаяся к дисциплине

1.1. Вид деятельности выпускника

Дисциплина охватывает круг вопросов относящиеся к виду деятельности выпускника: производственно-технологическая, научно-исследовательская, организационно-управленческая

1.2. Задачи профессиональной деятельности выпускника

В дисциплине рассматриваются указанные в ФГОС задачи профессиональной деятельности выпускника:

а) в производственно-технологической деятельности:

- организация входного контроля сырья и материала;
- контроль качества выпускаемой продукции с использованием типовых методов;

б) в научно-исследовательской деятельности:

- изучение научно-технической информации, отечественного и зарубежного опыта по тематике исследования;
- проведение экспериментов по заданной методике, составление описания проводимых исследований и анализ их результатов;
- подготовка данных для составления отчетов и обзоров;

в) в организационно-управленческой деятельности:

- составление технической документации (графиков, инструкций, планов, смет), а также составление отчетности по утвержденным формам;
- выполнение работ по стандартизации и подготовке к сертификации технических средств, систем, процессов, оборудования и материалов;
- организация работы коллектива в условиях действующего производства;
- планирование и выполнение мероприятий по предупреждению производственного травматизма, профессиональных заболеваний и экологических нарушений.

1.3. Перечень компетенций, установленных ФГОС

Освоение программы настоящей дисциплины позволит сформировать у обучающегося следующие компетенции:

обще профессиональные:

- способность использовать основные законы естественнонаучных дисциплин в профессиональной деятельности, применять методы математического анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования (ПК-1);
- способность использовать знания о строении вещества, природе химической связи в различных классах химических соединений для понимания свойств материалов и механизма химических процессов, протекающих в окружающем мире (ПК-3);
- владеть основными методами, способами и средствами получения, хранения, переработки информации, иметь навыки работы с компьютером как средством управления информацией (ПК-5);

компетенции производственно-технологической деятельности:

- способностью и готовностью осуществлять технологический процесс в соответствии с регламентом и использовать технические средства для измерения основных параметров технологического процесса, свойств сырья и продукции (ПК-7);

- использовать нормативные документы по качеству, стандартизации и сертификации продуктов и изделий, элементы экономического анализа в практической деятельности (ПК-10);
 - использовать правила техники безопасности, производственной санитарии, пожарной безопасности и нормы охраны труда (ПК-12);
- компетенции организационно-управленческой деятельности:*
- организовывать работу исполнителей, находить и принимать управленческие решения в области организации и нормирования труда (ПК-19);
- компетенции научно-исследовательской деятельности:*
- планировать и проводить физические и химические эксперименты, проводить обработку их результатов и оценивать погрешности (ПК-21);
 - проводить стандартные и сертификационные испытания материалов, изделий и технологических процессов (ПК-22);
 - способность использовать знание свойств химических элементов, соединений и материалов для решения задач профессиональной деятельности (ПК-23);
 - изучать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт по тематике исследований (ПК-25).

1.4. Перечень умений и знаний, установленных ФГОС

Студент после освоения программы настоящей дисциплины должен:

знать:

- основные товарные нефтепродукты, их физико-химические и эксплуатационные характеристики;
- систему метрологического обеспечения контроля качества сырья и нефтепродуктов;
- методы проведения технического анализа

уметь:

- подготавливать и проводить технические анализы сырья;
- обобщать полученные результаты

владеть:

- подходами к проведению научных исследований и поиску научно-технической информации

2. Цели и задачи освоения программы дисциплины

Цель дисциплины: изучение основных методов анализа, используемых для контроля качества готовой продукции, вырабатываемой на нефтеперерабатывающих предприятиях; получение четких представлений о физико-химических и специальных показателях, характеризующих готовый нефтепродукт.

Задачи:

- охарактеризовать состав и свойства исходного сырья (нефти, дистиллятных и остаточных фракций); физико-химические и эксплуатационные свойства товарных нефтепродуктов с учетом их потребительских характеристик;
- выделить современные химические, физические и физико-химические методы анализа нефтепродуктов; способность оценить целесообразность их применения и использовать полученные результаты для понимания технологических процессов;
- ознакомить с нормативными документами, регламентирующими требования к качеству нефти и нефтепродуктов.

3. Место дисциплины в структуре ООП

Для изучения дисциплины, необходимо освоения содержания дисциплин:
Физическая химия, общая химическая технология, физико-химия природных энергоносителей и углеродных материалов, теоретические основы химической технологии топлива и углеродных материалов, химия нефти

Знания и умения, приобретаемые студентами после освоения содержания дисциплины, будут использоваться в:

Технология природных энергоносителей и углеродных материалов, технология углеродных и композиционных материалов, технология производства нефтяных масел, химмотология топлив и смазочных материалов

4. Компетенции обучающегося, формируемые освоения дисциплины (результаты освоения дисциплины)

В результате освоения дисциплины обучающийся должен:

знать:

- систему обеспечения контроля качества сырья и товарных нефтепродуктов;
- современные методы проведения технического анализа;
- требования стандартов к качеству нефтепродуктов;
- правила техники безопасности при выполнении анализов в лабораторных условиях.

уметь:

- выполнять технические анализы сырья и нефтепродуктов;
- работать с приборами при выполнении анализа продуктов;
- оценивать качество и соответствие продукта установленному стандарту, выявлять и анализировать причины брака готовой продукции, организовывать мероприятия по их устранению;

владеть:

- информационными технологиями в стандартизации технологических процессов и управлении качеством нефтепродуктов;
- практическими навыками, позволяющими ориентироваться в существующих методах технического анализа.

5. Основная структура дисциплины.

Таблица 1 – Структура дисциплины

Вид учебной работы	Трудоемкость, часов	
	Всего	Семестр
		№ 6
Общая трудоемкость дисциплины	108	108
Аудиторные занятия, в том числе:	72	72
лекции	36	36
лабораторные работы	18	18
практические/семинарские занятия	18	18
Самостоятельная работа (в том числе курсовое проектирование)	36	36
Вид промежуточной аттестации (ито-	зачет	зачет

6. Содержание дисциплины

6.1. Перечень основных разделов и тем дисциплины

- I. Введение в технический анализ и контроль качества нефтепродуктов
 - 1.1. Цели и задачи технического анализа. Значение технического анализа в контроле производства нефтепродуктов
 - 1.2. Нормы, характеризующие качество продукции. Организация контроля качества
 - 1.3. Методы технического анализа
 - 1.4. Основные виды нефтепродуктов, выпускаемые на НПЗ
- II. Характеристика параметров, свойств нефтепродуктов, анализируемых в соответствии с методиками стандартизации
 - 2.1. Физические свойства нефтепродуктов
 - 2.1.1. Плотность. Методы определения
 - 2.1.2. Молекулярная масса. Экспериментальные и расчетные методы
 - 2.1.3. Вязкость. Методы определения
 - 2.1.4. Температурные характеристики. Методы определения
 - 2.1.5. Давление насыщенных паров
 - 2.2. Специальные методы исследования нефтепродуктов
 - 2.2.1. Детонационная стойкость и октановое число бензинов
 - 2.2.2. Определение цетанового числа дизельных топлив
 - 2.2.3. Коррозионная активность нефтепродуктов
 - 2.3. Методы исследования химического состава нефти и нефтепродуктов:
 - 2.3.1. Определение группового состава нефти и нефтепродуктов
 - 2.3.2. Элементный состав нефти и нефтепродуктов
 - 2.3.3. Определение воды и механических примесей
- III. Эксплуатационные требования, предъявляемые к нефти и нефтепродуктам
 - 3.1. Нефть
 - 3.2. Бензин
 - 3.3. Дизельное топливо

6.2. Краткое описание содержания теоретической части разделов и тем дисциплины

- I. Ведение в технический анализ и контроль качества нефтепродуктов
 - 1.1. Цели и задачи технического анализа. Значение технического анализа в контроле производства нефтепродуктов

Нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленность вырабатывает разнообразные продукты: газообразное и жидкое топливо, смазочные и специальные масла, консистентные смазки, битумы, технический углерод, парафин, нефтяные кислоты, кокс, синтетические спирты, синтетические жирные кислоты, полимеры, ароматические углеводороды, ацетон, фенол и многие другие технические и химические продукты. Требования к этим продуктам разные и диктуются постоянно изменяющимися условиями применения или эксплуатации того или иного конкретного нефтепродукта.

Основной задачей технического анализа в нефтеперерабатывающей промышленности является наиболее четко и полно охарактеризовать необходимые химические, физические и эксплуатационные свойства конечных продуктов производства с учетом специфических особенностей их назначения и применения. Не менее важной задачей технического анализа является производственно-технологическая оценка исходного сырья: сырой нефти, дистиллятных и остаточных нефтяных продуктов, природного попутного и промышленных газов.

В техническом анализе нефтепродуктов применяют химические, физические, физико-химические и специальные методы. Для проведения анализов и установления качества нефтепродуктов указанными методами созданы многочисленные приборы и установки.

Достоверность, точность и воспроизводимость результатов анализов и технических испытаний в практических условиях производственного предприятия зависят от разнообразных факторов. Во всех случаях необходимо выполнять следующие требования:

1. проба испытуемого продукта, поступившая на анализ, должна быть отобрана с соблюдением всех положений, соответствующих правил и инструкций;
2. перед проведением анализа или испытания анализируемый нефтепродукт должен быть подготовлен в соответствии с требованиями методики (обезвоживание, нагрев, охлаждение, измельчение, перемешивание и др.); невыполнение этих простых операций может полностью обесценить результаты анализа;
3. метод анализа, выбранный для данного конкретного продукта и определения, должен быть либо рекомендован ГОСТом или техническими условиями, либо предварительно проверен в нескольких лабораториях, как на искусственных смесях, так и на реальных продуктах;
4. при выполнении анализов или специальных испытаний необходимо строго и точно придерживаться всех без исключения указаний ГОСТов или апробированных прописей данной методики;
5. вычисленные результатов анализа следует проводить с точностью, предусмотренной в ГОСТе или проверенной методике, и обеспеченной точностью соответствующих измерений.

1.2. Нормы, характеризующие качество продукции. Организация контроля качества

Улучшение качества продукции является одной из важных задач, способствующих повышению эффективности производства. Требования по показателям качества, предъявляемые нефтепродуктам, содержатся в стандартах и технических условиях. С одной стороны, в стандартах желательно иметь как можно больше показателей, характеризующих эксплуатационные свойства топлив. Однако перегружать стандарт и соответственно лаборатории заводов, нефтебаз и потребителей большим числом анализов экономически невыгодно. В связи с этим в стандарты включают требования по составу и физико-химическим свойствам топлив и некоторые важнейшие показатели, характеризующие эксплуатационные свойства топлив.

Методы оценки состава топлив и их физико-химических свойств широко используют при контроле процесса производства топлива и определении его марки. Квалификационные методы, применение которых предусмотрено стандартами на топливо, как правило, оценивают кроме важнейших и те свойства, которые могут меняться при хранении и транспортировке (содержание фактических смол, октановое число и др.).

Улучшению качества товарных топлив способствует обязательный периодический пересмотр и обновление стандартов для замены в них устаревших показателей и внесение новых, улучшающих качество, введение более жестких требований к важнейшим свойствам. С этой целью в стандарте указывают срок его действия.

Кроме государственных стандартов качество топлив, их компонентов и присадок могут регламентировать отраслевые стандарты (ОСТ), республиканские стандарты (РСТ), стандарты предприятий (СТП), технические условия (ТУ).

Отраслевые стандарты на топлива и их компоненты утверждает Министерство нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Их обязаны соблюдать все организации и предприятия данной отрасли, а также отрасли, применяющие или потребляющие эту продукцию. Число отраслевых стандартов на топливо невелико.

Республиканские стандарты (утверждаются советом министров республики) обязательны для всех предприятий и организаций республиканского и местного подчинения.

Широко применяются в нефтеперерабатывающей промышленности технические условия, которые разрабатывают, как правило, для продукции малотоннажного производства или находящейся в эксплуатационной проверке. Технические условия могут утверждаться союзным министерством или объединениями, республиканскими министерствами и ведомствами.

На опытные партии новых нефтепродуктов иногда утверждают временные технические условия (ВТУ).

Показатели качества и методы их оценки, включенные в стандарт на нефтепродукт, должны позволять быстро определить вид топлива, его марку как в условиях завода-изготовителя, так и самим потребителем. В стандарте на топливо обязательно должно быть предусмотрено определение тех свойств, которые склонны к изменению в условиях транспортировки и хранения.

Качество нефтепродуктов систематически контролируется, начиная с момента их производства и кончая заправкой в бак машин и топочных устройств. Анализы проводят в лабораториях заводов, нефтесбытовых организаций и крупных потребителей. По назначению анализы подразделяют на приемо-сдаточные, контрольные, полные и арбитражные.

Приемо-сдаточный анализ проводят для установления соответствия поступившего или запланированного к отгрузке топлива тем данным, которые указаны в соответствующих документах. Контрольный может проводиться по ходу приготовления топлива, после перекачки, в процессе хранения и т.д.

Полный анализ позволяет дать оценку качества по основным эксплуатационным свойствам, включенным в стандарт на топливо, его проводят для партии топлива, отгружаемой с завода, перед "закладкой" нефтепродукта на длительное хранение и в некоторых других случаях.

Арбитражный анализ проводят в случае возникновения разногласий между поставщиками и потребителем (его выполняют во Всесоюзном научно-исследовательском институте нефтеперерабатывающей промышленности или в любой другой нейтральной лаборатории, и компетентной в оценке качества нефтепродуктов и выбранной по соглашению сторон).

Во всех случаях анализ нефтепродуктов осуществляют по тем показателям, которые включены в стандарт на данное топливо. Однако число контролируемых показателей может быть различным. Например, при оценке изменения качества бензина при хранении в первую очередь определяют такие показатели, как фракционный состав, содержание фактических смол и кислотность. Для арбитражного анализа определяют, как правило, только те показатели, по которым возникли разногласия.

Объем анализа и сроки их проведения на разных этапах системы контроля качества топлив регламентируются соответствующими инструкциями и распоряжениями. Нефтеперерабатывающий завод или комбинат - производитель топлива - обязан выдать нефтебазе или потребителю паспорт качества с развернутыми характеристиками качества.

Все особые условия по качеству топлив включают отдельными пунктами в договор о поставке, заключенный между поставщиком и нефтесбытовыми организациями или потребителями. Так, необходимость поставки автомобильных бензинов неэтилированных при их использовании в отдельных городах, районах и на некоторых предприятиях должны специально оговариваться в договоре о поставке с учетом потребностей потребителей и возможностей производства, направления грузопотоков и т.д.

1.3. Методы технического анализа

В техническом анализе нефти и нефтепродуктов выделяют четыре группы методов:

1. химические методы, использующие классические приемы качественного и количественного анализа;
2. физические методы: определение плотности, теплоты сгорания, вязкости, температуры плавления, температуры замерзания, температуры кипения, определение характеристик смазок и битумов (пенетрация, дуктильность), сюда же относят методы разделения: экстракция, перегонка, ректификация, кристаллизация и др;
3. физико-химические: коллориметрия, потенциометрическое титрование, нефелометрия, рефрактометрия, спектроскопия, газовая и жидкостная хроматография;
4. специальные методы - определение различных эксплуатационных свойств или состава анализируемого продукта. К этой группе относят такие методы анализа и испытания, в которых используется тот или иной нефтепродукт, и фиксируют его поведение в этих условиях: определение моторных свойств жидкого топлива (октановое число, цетановое число, сортность), химической стабильности топлив и масел в условиях ускоренного окисления и некоторые другие.

1.4. Основные виды нефтепродуктов, выпускаемые на НПЗ

Классификация товарных нефтепродуктов:

I. по назначению нефтепродукты делят на:

1. моторные топлива:

- карбюраторные,
- реактивные,
- дизельные;

2. энергетические топлива:

- газотурбинные,
- котельные;

3. нефтяные масла:

а) смазочные:

- моторные,
- трансмиссионные,
- индустриальные (по значению вязкости выделяют легкие, средние и тяжелые),
- энергетические (турбинные, компрессорные, цилиндровые)⁴

б) несмазочные или специальные (применяют в качестве рабочих жидкостей):

- электроизоляционные,
- консервационные,
- гидравлические,
- технологические,
- вакуумные и белые;

4. углеродные и вяжущие материалы:

- нефтяные коксы,
- нефтяные пеки,
- битумы;

5. нефтехимическое сырье:

- ароматические углеводороды,
- сырье для пиролиза,
- парафины и церезины,

6. нефтепродукты специального назначения:

- термогазойль,
- консистентные смазки,
- осветлительный керосин,
- присадки к топливам и маслам, деэмульгаторы,
- элементная сера,
- водород

Качество нефтепродуктов определяется

1. Физико-химическими свойствами: плотность, вязкость, групповой и фракционный состав, температурные характеристики и т.д.

2. Эксплуатационными свойствами, методами оценки которых являются:

- квалификационные (лабораторные),
- стендовые испытания,
- эксплуатационные испытания,

3. Техническими свойствами, которые проявляются в процессе хранения и эксплуатации: физическая и химическая стабильность, токсичность, пожаро- и взрывоопасность, склонность к электризации, коррозионная активность

II. Характеристика параметров, свойств нефтепродуктов, анализируемы в соответствии с методиками стандартизации

2.1. Физические свойства нефтепродуктов: плотность, молекулярная масса, вязкость, температурные характеристики, давление насыщенных паров

2.1.1. Плотность. Методы определения

Плотность принадлежит к числу наиболее распространенных показателей, определяемых для нефтепродуктов.

Абсолютная плотность вещества - это количество массы в единице объема. В системе СИ плотность выражается в кг/м^3 . За единицу плотности принимается масса 1 м^3 дистиллированной воды при температуре 4°C .

Относительная плотность – это безразмерная величина, отношение массы нефти или нефтепродукта при температуре определения к массе такого же объема дистиллированной воды при 4°C . Так как плотность воды равна единицы, то численные значения относительной и абсолютной плотности совпадают.

Плотность в $^\circ\text{API}$ - специальная функция относительной плотности, где

$$^\circ\text{API} = 141,5/(\text{отн.пл.}) - 131,5$$

Относительную плотность обозначают ρ_4^t .

Методы определения плотности:

В России стандартизованы 2 метода определения плотности: ареометрический и пикнометрический (ГОСТ 3900-85 - ГОСТ Р 51069).

1. Ареометрический метод: сущность метода заключается в погружении ареометра в испытуемый нефтепродукт, снятии показаний по шкале ареометра при температуре определения и пересчете результатов на плотность при температуре 20°C .

2. Пикнометрический метод: Метод применяется для определения плотности всех нефтепродуктов. Сущность метода в определении относительной плотности нефтепродуктов - отношении массы испытуемого продукта к массе воды, взятой в том же объеме и при той же температуре. Т.к. за единицу массы принимается масса 1 см^3 воды, то плотность, выраженная в г/см^3 , будет численно равна плотности по отношению к воде при 4°C .

В США стандартизован метод определения плотности жидких нефтепродуктов ареометром для нефти по ASTM 1298-90; ASTM D 5002 «Стандартный метод определения плотности и относительной плотности сырых нефтей цифровым плотномером». Принцип определения плотности основан на измерения частоты осцилляции U-образной трубки. Частотно-резонансный принцип измерения плотности жидкостей — самый точный и быстрый метод на сегодняшний день. При введении анализируемого образца нефти в осцилляционную трубку изменяется частота колебаний, по которой с учетом калибровочных данных определяется плотность.

Приборы для определения плотности:



Прибор для определения плотности ареометрическим методом. Прозрачная баня-термостат. Рабочий диапазон температур: $25 \div 150^{\circ}\text{C}$ (встроенный охлаждаемый контур. Ареометры BS 718, серия L50 SP, температура градуирования – 15°C . Термометры ASTM



Установка THGL-1298: состоит из 3^х измерительных термостатируемых цилиндров. Позволяет точно при реальных температурах измерять плотность нефтепродуктов, в том числе мазутов при повышенных температурах. Температура измерения: от -5 до $+100^{\circ}\text{C}$. Точность термостатирования: $\pm 0.1^{\circ}\text{C}$. Объем цилиндра - 750 мл, высота 350 мм.



Автоматический плотномер DM-40. Принцип измерения: регистрация изменений частоты осцилляции U-образной стеклянной трубки. Ввод пробы: ручной с помощью шприца, с помощью насоса или автосэмплера. Диапазон: $0 \dots 3 \text{ г/см}^3$. Дискретность: $\pm 0.0001 \text{ г/см}^3$. Диапазон температур: $0 \dots +91^{\circ}\text{C}$. Точность поддержания температуры: $\pm 0.05^{\circ}\text{C}$

Существуют и другие, исследовательские методы определения плотности. Например, следующая методика расчета плотности нефтепродуктов различного происхождения. Предлагается параметр, позволяющий на основе минимальной информации косвенно охарактеризовать индивидуальность нефтепродукта, определяемую особенностями его углеводородного состава. Исходной информацией служит его плотность при 20°C и среднеобъемная температура кипения. Полученные результаты позволяют с точностью заданных единиц подхода определять плотность при атмосферном и повышенных давлениях в интервале температур $20\text{--}200^{\circ}\text{C}$, плотность и давление паров на линии кипения в интервале температур от начала кипения до 300°C .

2.1.2. Молекулярная масса. Экспериментальные и расчетные методы

Молекулярная масса нефтепродуктов как смеси дает понятие об относительной молекулярной массе "средней" молекулы из числа молекул, входящих в состав нефтепродукта.

Для определения молекулярной массы нефти и нефтепродуктов используют ряд эмпирических формул.

Формула Воинова для нефтяных фракций парафинового основания:

$$M_{\text{ср}} = 60 + 0,3t_{\text{ср}} + 0,001t_{\text{ср}}^2$$

$t_{\text{ср}}$ - средняя температура кипения нефтепродукта.

Формула Воинова-Эйгенсона для моторных топлив (бензинов, керосинов и т.п.), учитывающая характеристический фактор K:

$$M = (7K - 21,5) + (0,76 - 0,04K)t + (0,0003K - 0,00245)t^2$$

$$K = 1,245 \sqrt{T_{\text{ср.к}} / p_{15}^{15}}$$

К - учитывает влияние химической природы нефтей и нефтепродуктов на их физико-химические свойства.

Средняя величина характеристического фактора К:

для парафиновых нефтепродуктов 12,5-13;

для нафтеновых и ароматических нефтепродуктов 10-11;

для продуктов крекинга 10-11;

для сильно ароматизированных фракций 10.

Формула Крега для нефтяных фракций:

$$M = 44,29 / p_{15}^{1/3} (1,03 - p_{15}^{1/3})$$

p - плотность нефтепродукта при $T = 288K$.

Разработано устройство для определения среднего молекулярного веса нефтяных фракций методом депрессии паров. Устройство включает в себя систему вакуумирования, термостатирования, ввода в измерительную ячейку двух жидкостей, регистрирующее устройство.

Экспериментальные методы определения молекулярной массы:

1. Криоскопический (измерение температуры замерзания растворителя (бензола или нафталина) при добавлении к нему навески нефтепродукта. Прибор Бекмана.

$$M = 5.12 \times 1000a/b\Delta t$$

a - навеска нефтепродукта, b – масса бензола,

Δt - разность t замерзания бензола и раствора нефтепродукта в бензоле.

2. Эмбулиоскопический,

3. Осмометрический

2.1.3. Вязкость. Методы определения

Вязкость является одной из важных физико-химических констант: характеризует внутреннее трение жидкости в условиях эксплуатации, прокачиваемость нефтепродуктов по трубопроводам, поведение масел в механизмах; используется при подсчете запасов нефти, проектировании разработки нефтяных месторождений, выбора способа транспорта и схемы переработки нефти.

Различают динамическую, кинематическую и условную вязкость.

Динамическая вязкость η — это отношение действующего касательного напряжения к градиенту скорости при заданной температуре. Единица измерения динамической вязкости паскаль-секунда — Па•с, на практике используют обычно мПа•с.

Наибольшее распространение при расчетах и контроле качества нефтепродуктов получила кинематическая вязкость.

Кинематическая вязкость ν - отношение динамической вязкости η жидкости к ее плотности при одной и той же температуре:

$$\nu = \eta / \rho$$

Кинематическая вязкость в системе СИ выражается в м²/с или дольная единица мм²/с (соответствует одному сантистоку: $1 \text{ Ст} = 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$). В технических требованиях вязкость чаще всего нормируется при 50 и 100⁰С, реже при 20⁰С для маловязких масел. В отдельных случаях необходимо контролировать вязкость при 0⁰С и даже при -50⁰С (для гидротормозных масел АМГ-10 и ГТН).

Для ряда нефтепродуктов значение вязкости нормируется в условных градусах, а не в абсолютных величинах. Условной вязкостью называется отношение времени истечения из стандартного вискозиметра 200 мл испытуемого нефтепродукта при температуре испытания ко времени истечения 200 мл дистиллированной воды при 20°C (вязкость воды при 20,2°C равна 1 МПа·с). Значение этого отношения выражается как число условных градусов (°ВУ).

Вязкость нефти и нефтепродуктов существенно зависит от температуры. С ее понижением вязкость увеличивается. На вязкостно-температурные свойства нефтепродуктов также оказывает влияние фракционный и углеводородный состав. Наименьшей вязкостью обладают алифатические углеводороды. Наибольшей вязкостью — ароматические (особенно полициклические) соединения.

Для оценки вязкостно-температурных свойств масел применяют следующие показатели:

1. индекс вязкости ИВ;
2. температурный коэффициент вязкости ТКВ;
3. вязкостно-температурный коэффициент ВТК (используется очень редко).

Индекс вязкости - это отношение кинематической вязкости нефтепродукта при 50 и 100 °С. Он характеризует только пологость вязкостно-температурной кривой при высоких температурах, когда вязкость изменяется уже относительно мало.

В мировой практике для оценки вязкостно-температурных свойств масел используется индекс вязкости Дина и Девиса. Это отношение вязкости исследуемого масла при 37,8°C (100°F) и 98,9°C (210 °F) к вязкости при этих температурах эталонных масел

Многие нефти, а также некоторые масла при охлаждении до определенной температуры образуют дисперсные системы в результате кристаллизации или коагуляции части входящих в них компонентов. В этом случае течение жидкости перестает быть пропорциональным приложенной нагрузке. Вязкость таких систем носит название структурной. Для разрушения структуры требуется определенное усилие, которое называется пределом упругости.

Температурный коэффициент вязкости характеризует зависимость вязкости от температуры в интервале от 0 до 100 или от 20 до 100 °С. Исходными данными для его расчета являются значения кинематической вязкости при 0, 50 и 100°C.

Расчет проводят по формулам: $TKB_{0-100} = (v_0 - v_{100}) : v_{50}$

Методы определения вязкости жидких нефтепродуктов:

- 1) истечение через капилляр;
- 2) истечение через насадку;
- 3) по усилию вращения внутреннего сосуда;
- 4) по падению шарика в жидкости.

Определение вязкости проводят по ГОСТ 33-2000. Метод устанавливает определение кинематической вязкости нефтепродуктов стеклянным вискозиметром. Сущность метода заключается в измерении времени истечения определенного объема испытуемой жидкости под влиянием внешней силы тяжести (кроме битумов).

Разработано устройство для определения вязкости нефтепродуктов используется прибор, состоящий из вертикального цилиндра диаметром 50,4, длиной 63

мм, внутри которого перемещается поршень из нержавеющей стали. Жидкость оказывает сопротивление движению поршня, перетекая через зазор между ним и поверхностью цилиндра, замедляя его движение. Время, необходимое для двойного хода поршня, пропорционально вязкости нефтепродукта: чем больше вязкость, тем больше промежуток времени, необходимый для перемещения поршня. Предложен метод оценки температурной зависимости вязкости фракции нефти с использованием в качестве параметра значения температуры, при которой выкипает 50 % фракции. В основу расчета положено уравнение Антуана:

$$Y = A + B / (t + c);$$

где Y - логарифм вязкости;

t - температура, при которой определяется вязкость;

A, B, C - эмпирические коэффициенты.

Зависимость C от t_{50} принята по Голетцу - Тассиосу в виде:

$$C = 238 - 0,19t_{50}$$

Для подбора коэффициентов A и B использовали данные Россини для температурной зависимости вязкости 104 индивидуальных углеводородов. Найдено, что $A = -3,0171$ и $B = 442,78 - 1,6452 t_{50}$. Среднее арифметическое отклонение при использовании данной формулы 5,26 % в интервале 0 - 100°C для нефтепродуктов с t_{50} 83,3-226,1.

Предложен измеритель мгновенного и суммарного расхода нефтепродуктов, совмещенный с измерителями вязкости и содержания воды в зоне критической концентрации воды. Это позволяет использовать предложенное техническое решение в качестве анализатора опасных ситуаций.

Разработана методика расчета вязкости, использующая в качестве исходной информации сведения о молекулярном весе, относительной плотности при 20°C и среднеобъемной температуре кипения продукта.

В Московском СКБ НПО Нефтехимавтоматика" разработан анализатор АКВ-1 для непрерывного измерения кинематической вязкости в технологических потоках.

Приборы для определения вязкости:



ГОСТ 33 – 2000 (ИСО 3104-94) Температурный диапазон: 20°C...+ 100°C ; температурная стабильность - $\pm 0,01^\circ\text{C}$; глубина бань – 305/457 мм; Плоский экран с подсветкой; защита от перегрева; блокировка работы бани при недостаточном уровне жидкости; встроенный охлаждаемый контур



ГОСТ 33 – 2000 (ИСО 3104-94) Автоматический вискозиметр САВ 2100/2200; САВ 2100 – одна баня, 2 вискозиметра; САВ 2200 – две бани, 1 вискозиметр в каждой. Диапазон вязкости – 0,5 ... 5000 мм²/с; температурный диапазон: 20°C...+ 150°C температурная стабильность - $\pm 0,01^\circ\text{C}$ до 100°C , $\pm 0,03^\circ\text{C}$ выше 100°C; детектор - термисторный сенсор; точность измерения времени – 0,001 с; полный цикл измерения – 8-

10 мин; автоматическая мойка и сушка вискозиметров; авто-сэмплер – 10, 13, 20 или 50 позиций на каждый вискозиметр

2.1.4. Температурные характеристики нефтепродуктов. Методы определения

1. Температура кипения: Нефть и ее фракции - смесь очень большого количества углеводородов и других химических соединений, разделить которую на эти индивидуальные вещества невозможно. Дискретный ряд температур выкипания индивидуальных веществ, из которых состоит нефть, заменяется при определении фракционного состава нефти монотонной кривой зависимости "истинных" (усредненных температур кипения, от выхода фракций нефти при ее кипении (состав нефти по ИТК). Обычно величиной средней температуры кипения характеризуют не в целом нефть или полученный из нее нефтепродукт, интервал кипения которых составляет сотни градусов, а узкие фракции (условные компоненты), на которые делят весь интервал кипения по кривой ИТК.

В России определение фракционного состава смеси методом атмосферной разгонки проводят по ГОСТ 2177-82, соответствующему ASTM D 86-67. Определяют фракционный состав нефти, автомобильных и авиационных бензинов, авиационных топлив для турбореактивных двигателей, лигроинов, керосина, газойлей, дизтоплив. Сущность метода состоит в перегонке 100 см³ испытуемого продукта при условиях установленных стандартом и проведении постоянных наблюдений за показаниями термометра и объемами конденсата.

При перегонке нефти в начале температура воды в холодильнике должна быть 0-5⁰С. При дальнейшей перегонке нефти при достижении 250⁰С температуру воды в холодильнике следует поднять до 50⁰С, добавляя в нее горячую воду.



Установка для дистилляции нефти при атмосферном давлении со встроенным нагревателем бани. Охлаждающая баня подключается к внешнему циркуляционному охладителю.

Мощность нагревателя: 1200 Вт

2. Характерные температуры:

Под характерными понимают температуры, характеризующие те или иные физические свойства или фазовые переходы нефтепродуктов.

Температура вспышки - минимальная температура, при которой образующиеся над поверхностью нефтепродукта в стандартных условиях пары в смеси с воздухом образуют горючую смесь, вспыхивающую при поднесении к ней пламени и гаснущую из-за недостатка горючей массы в этой смеси.

Эта температура является характеристикой пожароопасных свойств нефтепродуктов, и на ее основе классифицируют объекты нефтепереработки по категориям пожарной опасности. Нижний предел взрываемости - минимальная концентрация паров горючего вещества в воздухе, при которой избыток воздуха, поглощая выделяющееся горючего тепло, не позволяет развиваться реакции горения. Верхний предел взрываемости - максимальная концентрация паров горючего в воздухе, при которой недостаток кислорода не позволяет развиваться реакции горения.

Температура воспламенения - минимально допустимая температура, при которой

смесь паров нефтепродукта с воздухом над его поверхностью при поднесении пламени и не гаснет в течение определенного времени.

Температура самовоспламенения - температура, при которой соприкосновение нефтепродукта с воздухом вызывает его воспламенение и устойчивое горение без поднесения источника огня. Самовоспламенение имеет место при нарушении герметичности аппаратов и трубопроводов, заполненных горючим продуктом с T выше температуры воспламенения. Наиболее легко самовоспламеняются ($T > 300^{\circ}\text{C}$) мазуты и гудроны. Керосины и бензины самовоспламеняются при более высоких температурах.

В России стандартизированы методы определения Твсп и воспламенения в аппарате закрытого типа ГОСТ 6356-75 и в аппарате открытого типа ГОСТ 4333-87. Твсп в аппарате закрытого типа определяется для котельных топлив и смазочных масел. Моментом вспышки считают появление синего пламени над всей поверхностью цилиндра. Этому ГОСТу соответствует ASTM D 93-90.

Твсп и воспламенения в аппарате открытого типа определяется для всех нефтепродуктов, кроме котельных топлив и нефтепродуктов с Твсп ниже 79°C , ему соответствует ASTM D 92-90.

Сущность метода состоит в нагревании пробы нефтепродукта в открытом тигле с установленной скоростью до тех пор, пока не произойдет вспышка паров над его поверхностью от зажигательного устройства и пока при его дальнейшем нагревании не произойдет возгорание продукта, с продолжительностью горения не менее 5 сек.

Разработан прибор для автоматического определения Твсп в закрытом тигле, работающий в режиме экспресс и автомат. Диапазон измерения Твсп $12-370^{\circ}\text{C}$. По окончании анализа выдается звуковой сигнал; результат анализа выводится на индикацию и запоминается.



Автоматический анализатор температуры вспышки в закрытом тигле: диапазон измерения от $+40$ до $+360^{\circ}\text{C}$; автоматическая коррекция барометрического давления; выбор между электрическим и газовым поджигом; защита от перегрева, автоматическое отключение

Температура помутнения - максимальная температура при которой в проходящем свете топливо меняет прозрачность (мутнеет) в сравнении с арбитражным (параллельным) образцом (для нефтей, дизельных и котельных топлив).

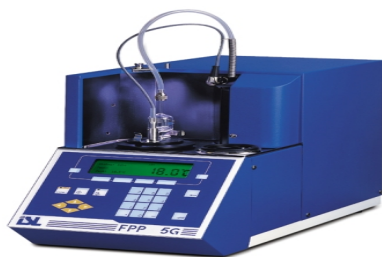


ASTM D 2500, ASTM D 5771 Сущность метода заключается в охлаждении пробы топлива с заданной в методе скоростью и периодической проверке прозрачности пробы. Температура, при которой на дне испытательной пробирки впервые наблюдается появление мути, определяется как температура помутнения пробы.

Анализатор температуры помутнения CPP 5Gs: встроенная система охлаждения; диапазон температур: минус 95°C $+51^{\circ}\text{C}$; оптическое детектирование

Предельная температура фильтруемости - температура, при которой прохождение топлива через фильтр прекращается. Образец испытуемого топлива при постепенном охлаждении и фиксации температуры через 1°C просасывают под вакуумом (остаточное давление 1,96 кПа) через стандартный фильтр.

Сущность метода (ГОСТ 22254) заключается в постепенном охлаждении с интервалом в 1°C пробы испытуемого топлива в определенных стандартных условиях и протекании пробы через стандартизованную проволочную фильтровальную сетку при контролируемом вакууме 20 мбар. Протекание пробы через фильтр тестируют после каждого снижения температуры на 1°C. Испытание продолжают до тех пор, пока кристаллы парафина, выделившиеся из раствора и остающиеся на фильтре в процессе фильтрования, прекратят или замедлят протекание пробы топлива до такой степени, что время заполнения пипетки до метки превысит 60 с или топливо перестанет полностью стекать обратно в испытательный сосуд. Предельную температуру фильтруемости определяют как самую высокую температуру, при которой проба испытуемого топлива перестает протекать через стандартизованную проволочную фильтровальную сетку при стандартизованных условиях.



ГОСТ 22254, EN 116, IP 309 Анализатор предельной температуры фильтруемости FPP 5Gs; встроенная система охлаждения; диапазон температур: минус 95°C.....+35°C

Выполнение теста: загрузка образца и нажатие кнопки ИК-детектирование

Измерение температуры: датчик Pt100 с точностью 0,1°C; вакуум, контролируемый электроникой; охлаждение – линейное и пошаговое; память – 50 измерений

Температура начала кристаллизации: так же как и температура помутнения, температура начала кристаллизации характеризует предельную температуру фильтрации топлива, т. е. нормальную работу фильтров тонкой очистки топлива в системе подачи его в двигатель (для карбюраторных и реактивных топлив).

Температура застывания - температура, при которой нефтепродукт в стандартных условиях теряет подвижность. За температуру застывания принимают условно ту температуру, при которой налитый в пробирку стандартных размеров нефтепродукт при охлаждении застывает настолько, что при наклоне ее на 45° уровень жидкости остается неподвижным в течение 1 мин.

Предел подвижности (текучести) - это та температура, при которой продукт еще сохраняет подвижность и может вытекать из сосуда стандартной формы.

Температура застывания и текучести определяется по ГОСТ 20287-91 для нефтяного масла любого вида и соответствует ASTM D 97-87.

Метод А. Определение температуры текучести.

В пробирку наливают светлое масло до уровня. Вставляют пробирку в муфту. Температуру в охлаждающей бане поддерживают от -1 до +2°C. Устанавливают муфту с пробиркой в охлаждающую смесь. Начиная с температуры на 9° выше предполагаемой $T_{тек}$ через каждые 3° проверяют подвижность масла. Испытание продолжают до того момента, при котором масло не течет, если сосуд находится в

горизонтальном положении.

Метод Б. Определение температуры застывания.

Пробирку с продуктом и термометром укрепляют в муфте, помещают в сосуд с охлаждающей смесью. При достижении предполагаемой температуры застывания пробирку наклоняют под углом 45° и, не вынимая ее из охлаждающей смеси, держат так в течение 1 мин. Вынимают пробирку с муфтой из бани и смотрят не сместился ли мениск. Если мениск сместился, то испытание повторяют при температуре ниже предыдущей на 4°C .



Четырехместный криостат с набором испытательного оборудования. Диапазон температур: $-68 \dots +20^\circ\text{C}$; цифровой дисплей температуры; размеры: 550 x 700 x 850 мм; вес: 110 кг
Ролики для передвижения криостата

Температура плавления - характеризует свойства твердых кристаллических нефтепродуктов - парафинов, церезинов и восков, а также определяет температуру фазового перехода, из твердого состояния в жидкое.

Температура хрупкости - характеризует низкотемпературные свойства гудронов и битумов, т. е. склонность их к растрескиванию и ломке при низких температурах

Температура полного растворения в анилине ("анилиновая точка") - минимальную температуру при которой равные объемы анилина и испытуемого нефтепродукта полностью растворяются, превращаясь в гомогенный раствор.

Температура точки росы ("точка росы") - температура, при которой в газе образуется капельная влага. Характеризует влагосодержание природных и других газов. Углеводородные и другие газы почти всегда подвергают осушке и мерой глубины такой осушки является точка росы

2.1.5. Давление насыщенных паров

Давление насыщенных паров - это давление паров, находящихся в равновесии с жидкой фазой при определенных соотношениях объемов жидкой и паровой фаз при данной температуре. ДНП нефти и нефтепродуктов характеризует их испаряемость, наличие в них легких компонентов, растворенных газов (при работе двигателя на таком бензине создаются газовые пробки, что нежелательно)

ДНП увеличивается с ростом температуры. ДНП определяют в специальных приборах - бомбах, снабженных манометром и термометром (ГОСТ 1756, ASTM D 323 (A), ISO 3007 (A)). Легкие УВ отпаривают в специальных стабилизационных колоннах для получения бензина высокого качества.

Сущность метода заключается в следующем. Жидкостную камеру аппарата наполняют охлажденной пробой испытуемого продукта и подсоединяют к воздушной камере при температуре $37,8^\circ\text{C}$. Аппарат погружают в баню с температурой $(37,8 \pm 0,1)^\circ\text{C}$ и периодически встряхивают до достижения постоянного давления, которое показывает манометр, соединенный с аппаратом. Показание манометра, скорректированное на барометрическое давление, принимают за давление насыщенных паров по Рейду.



Трехместная цилиндрическая термостатируемая баня
Комплектация : бомбы Рейда; манометры пружинные; манометры цифровые РА-Reid; лабораторный холодильник во взрывобезопасном исполнении (-1...+12⁰С)
Температура испытания - + 37,8⁰С

Определение давления паров методом расширения (ГОСТ Р 52340 - ASTM D 6377): Пробу необходимого объема отбирают из системы отбора под давлением (цилиндр с плавающим поршнем) и вводят в измерительную камеру с внутренним подвижным поршнем. После герметизации объем камеры увеличивается за счет перемещения поршня до конечного объема, соответствующего соотношению объемов паровой и жидкой фаз 4:1. Затем регулируют температуру измерительной камеры до 37,8⁰С. В процессе измерения испытываемую пробу перемешивают встряхиванием для достижения равновесия. После достижения равновесия температуры и давления измеряют давление паров.

2.2. Специальные методы исследования нефтепродуктов

2.2.1. Детонационная стойкость и октановое число бензинов

Детонационная стойкость (ДС) - способность бензина сгорать в двигателе внутреннего сгорания с воспламенением от искры без детонации. Детонационная стойкость зависит от химического состава. Наиболее стойки к детонации ароматические и изопарафиновые УВ. Склонны к детонации - н-парафины. Оценка детонационной стойкости проводится в стандартном одноцилиндровом двигателе (УИТ-65). Сущность определения заключается в подборе смеси эталонных углеводородов, которая при данной степени сжатия в двигателе (УИТ-65) сгорает с такой же степенью детонации, что и испытуемый бензин.

Мера детонационной стойкости – октановое число. Эталонные углеводороды: изооктан (2,2,4-триметилпентан)- ОЧ = 100 и н-гептан ОЧ = 0. ОЧ – процентное содержание изооктана в эталонной смеси. ОЧ бензинов выше 100 определяют сравнением их ДС с изооктаном, в который добавлена антидетонационная присадка – тетраэтилсвинец. Определение октанового числа осуществляется на одноцилиндровых установках двумя методами: моторным (по ГОСТ 511-82) и исследовательским (по ГОСТ 8226-82). Испытания по моторному методу проводятся при более напряженном режиме работы одноцилиндровой установки, чем по исследовательскому. Октановое число, полученное моторным методом, в большей степени характеризует детонационную стойкость топлива при работе двигателя в условиях повышенного теплового форсированного режима, а октановое число, полученное исследовательским методом, больше характеризует бензин при работе двигателя на частичных нагрузках. Разницу между октановыми числами бензина, определенными указанными методами, называют чувствительностью бензина к детонации. Для двигателей с воспламенением от искры ориентировочно можно принять следующую взаимосвязь допустимой степени сжатия и необходимого

октанового числа топлива:

Степень сжатия.....	6,5 - 7,5	7,5 - 8,5	8,5 - 10,0	10,0 - 12,0
Октановое число.....	64 - 74	74 - 80	80 - 90	90-100

При одинаковом октановом числе топлива допустимая степень сжатия карбюраторного двигателя выбирается по нижнему пределу, а для двигателя с впрыском бензина во впускную трубу можно использовать более высокие значения степени сжатия. При использовании наддува необходимо применять топливо с повышенным октановым числом.

Детонационная стойкость углеводородов: Н-Алканы < изо-алканы < циклоалканы < олефины < ароматические углеводороды. Детонационная стойкость снижается с увеличением молекулярной массы алканов. Детонационная стойкость увеличивается с разветвленностью алканов, алкенов. Детонационная стойкость алкенов с симметричным расположением двойных связей выше. Повышается детонационная стойкость при добавлении антидетонаторов ТМС, ТЭС (тетраэтил- и тетраметилсвинец). В последние годы появилось новое требование к детонационной стойкости бензинов т.е. равномерное распределение октановых чисел по фракциям. Обычно октановое число (ОЧ) низкокипящих фракций ниже, чем ОЧ бензина в целом (например, у бензина каталитического риформинга). При резком разгоне двигателя (резкое открытие дроссельной заслонки карбюратора) рабочая смесь обогащается легкоиспаряющимися низкооктановыми фракциями, и появляется большая вероятность детонации.

За рубежом широко распространена методика, заключающаяся в отгоне фракции бензина, выкипающей до 100 °С (головная фракция), и определение её ОЧ.

В нашей стране в качестве межведомственного испытания принят следующий метод оценки распределения детонационной стойкости бензина по фракциям: в лабораторных условиях бензин разгоняют на две фракции. Первая – низкокипящая до 100 °С и вторая – высококипящая выше 100 °С. Для этих фракций определяют ОЧИМ (ОЧ_{нк} и ОЧ_{вк}). Затем вычисляют коэффициент распределения ДС по фракциям:

$$\text{КРДС} = \text{ОЧ}_{\text{нк}} / \text{ОЧ}_{\text{вк}}$$

Октановое число смешения: Товарные бензины готовят компаундированием компонентов, полученных в различных процессах нефтепереработки. Детонационная стойкость компонентов при компаундировании компонентов не аддитивно. ОЧ компонента в смеси отличается от его ОЧ в чистом виде.

2.2.2. Определение цетанового числа дизельных топлив

Воспламеняемость дизельного топлива характеризует способность дизельного топлива к самовоспламенению в среде воздуха, разогретого от адиабатического сжатия в цилиндре двигателя. Мерой воспламеняемости дизельного топлива является цетановое число (ЦЧ). ЦЧ – показатель воспламеняемости диз.топлива, численно равный процентному содержанию цетана в смеси с α-метилнафталином, которая по самовоспламеняемости в стандартном двигателе (ИТ9-3) эквивалентна испытываемому топливу.

Эталонная смесь : цетан (н-гексадекан) ЦЧ = 100 (Малый период задержки воспламенения ПЗВ); α-метилнафталин ЦЧ = 0 (Большой период задержки воспламенения ПЗВ)

Оптимальным цетановым числом является величина 40 - 50 (40 < ЦЧ < 50)

Применение топлива с цетановым числом меньше 40 приводит к увеличению пе-

риода задержки самовоспламенения и повышенной жесткости работы двигателя. При цетановом числе более 50 увеличивается удельный расход топлива за счет уменьшения полноты сгорания топлива и повышается дымность отработавших газов.

Европейским стандартом на дизельное топливо установлен нижний предел цетанового числа - 48 единиц

ЦЧ зависит от фракционного и химического состава:

н- алканы > олефины > изо-алканы > ароматические УВ

Высококипящие фракции обладают большим значением цетанового числа, чем низкокипящие фракции. Требования к топливам для дизельных и карбюраторных двигателей в большинстве случаев противоположны: топлива с высокой детонационной стойкостью обладают худшей воспламеняемостью

ЦЧ = 60-0,5 ОЧ

Присадки, улучшающие воспламеняемость топлив, повышающие ЦЧ :

алкилнитраты (изопропил-, амил-, циклогексилнитраты и их смеси)

Для характеристики воспламенения дизельного топлива наряду с цетановым числом используют дизельный индекс (ДИ). Этот показатель нормируется за рубежом и в отечественной технической документации на дизельное топливо, поставляемое на экспорт.

Между дизельным индексом и цетановым числом топлива существует зависимость:

ЦЧ30.....35.....40.....45.....55.....60.....80

ДИ.....20..... 30.....40..... 50..... 62..... 70.....80

Цетановое число определяется разными методами: по совпадению вспышек, по запаздыванию самовоспламенения, по критической степени сжатия. В нашей стране цетановое число определяют по методу совпадения вспышек на установке ИТ9-3М

Испытания проводят следующим образом. Запускают двигатель установки и задают ему стандартный режим работы. Потом переводят двигатель на испытуемое топливо. Угол определения впрыска устанавливают равным 13° до прихода поршня в ВМТ. Затем изменением степени сжатия добиваются начала самовоспламенения топлива строго в ВМТ. После этого в тех же условиях переводят двигатель на смесь петана с α-метилнафталином, подбирая такой состав, чтобы она при найденной степени сжатия также воспламенялась в ВМТ. Тогда процентное содержание цетана в этой смеси и даст цетановое число испытуемого топлива.

Цетановое число можно приблизительно рассчитать по некоторым формулам.

Исходя из углеводородного состава цетановое число определяется по выражению

$$\text{ЦЧ} = 0.85 \text{ П} + 0.1 \text{ И} - 0,2 \text{ А},$$

где П, И и А - содержание в дизельном топливе соответственно парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов, % по массе.

Цетановое число можно рассчитать, зная вязкость и плотность дизельного топлива:

$\text{ЧЦ} = (v_{20} + 17.8)1.5879 / \rho_4^{20}$, где
 ρ_4^{20} - относительная плотность дизельного топлива при 20°C;
 v_{20} - кинематическая вязкость дизельного топлива при 20°C

2.2.3. Коррозионная активность нефтепродуктов

Обусловлена наличием неуглеводородных примесей

Коррозионная активность оценивается:

1. Кислотностью
2. Общим содержанием серы
3. Содержание меркаптановой серы ($< 0.01\%$)

Методы определения:

- испытанием на медной пластинке (ГОСТ 6321, ASTM D 130, EN ISO 2160)

Сущность метода заключается в выдерживании отполированной медной пластинки в испытуемом топливе при повышенной температуре в течение заданного времени. По окончании испытания медная пластинка промывается и её внешний вид (цвет, наличие или отсутствие пятен, налёта) сравнивается с эталонами для определения степени коррозии. Шестиместный аппарат с плавным регулированием нагрева.



Шестиместный аппарат с плавным регулированием нагрева. В комплект входят испытательные пробирки, комплект эталонов для определения степени коррозии медной пластинки по ASTM D 130

2.3. Методы исследования химического состава нефти и нефтепродуктов

2.3.1. Групповой состав нефти и нефтепродуктов

Узкие нефтяные фракции также представляют собой сложные смеси органических соединений. Для технических целей достаточно знать суммарное содержание углеводородов по классам.

Общее содержание алканов в нефти составляет 25-30 %. С повышением средней молекулярной массы фракций нефти содержание в них алканов уменьшается. В средних фракциях перегоняющихся при 200-300°C, их содержание обычно уже не превышает 55-61 %.

Алканы нефти представлены изомерами нормального и разветвленного строения, так в нефтях глубокого превращения алканы часто составляют 50 % и более от содержания всех изомеров. Нефти нафтенной природы содержат в основном алканы изостроения. Массовое содержание циклоалканов колеблется от 25 до 75 %, они присутствуют во всех фракциях. Их содержание растет по мере утяжеления фракции.

Содержание аренов в нефти изменяется от 15 до 50 %. Они представлены в нефтях бензолом и его гомологами, а также производными би- и полициклических углеводородов. Среди неинструментальных методов определения группового химического состава бензиновых фракций наиболее широкое распространение получил анилиновый метод, основанный на неодинаковой растворимости углеводородов различных классов в анилине. При смешении нефтяной фракции с анилином при комнатной температуре обычно образуются два слоя, т. е. не происхо-

дит полного растворения нефтепродукта в анилине. Если эту смесь нагревать, постоянно перемешивая, то при достижении определенной температуры произойдет полное взаимное растворение анилина и нефтепродукта, слои исчезнут, и жидкость станет однородной. Температуру, соответствующую полному взаимному растворению анилина и нефтепродукта, называют анилиновой точкой или критической температурой растворения (КТР) данного нефтепродукта в анилине. Наиболее низкими анилиновыми точками среди углеводородов характеризуются арены, наиболее высокими — алканы; циклоалканы занимают промежуточное положение. Алкены и циклоалкены имеют несколько более низкое значение анилиновых точек по сравнению с циклоалканами близкой молекулярной массы. В пределах одного гомологического ряда анилиновые точки, как правило, возрастают с увеличением массы и температуры кипения углеводорода. Такая же закономерность наблюдается и для фракций, выделенных из одной и той же нефти.

Существуют два метода определения анилиновых точек: метод равных объемов и метод максимальных анилиновых точек. В первом случае берут равные объемы анилина и исследуемой фракции и определяют температуру их полного смешения. Полученную температуру называют анилиновой точкой. Во втором случае находят температуру, называемую максимальной анилиновой точкой или истинной критической температурой растворения в анилине. Ее получают после нескольких определений температуры растворения продукта в возрастающих количествах анилина. При увеличении количества анилина температура полного растворения сначала повышается и при некотором соотношении фракции и анилина достигает максимума, после чего при дальнейшем увеличении количества анилина начинает падать. Максимальную температуру полного растворения принимают за максимальную анилиновую точку (истинную КТР в анилине). Обычно разница между анилиновыми точками фракций и их максимальными анилиновыми точками невелика, причем она увеличивается с ростом температур кипения фракций и увеличением содержания в них аренов.

Определение содержания ненасыщенных соединений в моторных топливах проводят методом озонирования. Этот экскресс-метод состоит в селективном измерении на анализаторе двойных связей количества озона, израсходованного на озонирование ненасыщенных соединений в моторных топливах.

Определение содержания парафиновых и нафтеновых углеводородов в бензинах проводят по удельной рефракции, причем используется зависимость удельной рефракции от температуры кипения.

Метод определения парафина (ГОСТ 11851): Настоящий стандарт устанавливает два метода (А и Б) определения массовой доли парафина в нефти.

Метод А заключается в предварительном удалении асфальто-смолистых веществ из нефти, их экстракции и адсорбции и последующем выделении парафина смесью ацетона и толуола при температуре минус 20°C.

Метод Б заключается в предварительном удалении асфальто-смолистых веществ из нефти вакуумной перегонкой с отбором фракций 250-550°C и выделении парафина парным растворителем — смесью спирта и эфира при температуре минус 20°C.

Структурно-групповой анализ керосиновых и масляных фракций методом

n-d-M. По этому методу находят распределение углерода между структурными элементами, входящими в среднюю молекулу исследуемого продукта, а также содержание нафтеновых и ароматических колец в этой молекуле.

Определение нафтеновых углеводородов в нефтяных маслах проводят фотоэлектроколориметрическим методом определения натровой пробы. Сущность метода заключается в воздействии раствора NaOH на масла с последующим отделением щелочной вытяжки, подкислении и определении степени ее помутнения по оптической плотности.

Групповое распределение углеводородов на алкано-, циклоалкановую и ареновую фракции, а также разделение аренов по степени цикличности проводят методом ЖАХ. Пробу хроматографируют, разделяют на хроматографические фракции, определяют выход каждой фракции, показатель преломления, дисперсию и строят номограмму: показатель преломления по оси ординат и выход фракции по оси абсцисс. Фракцию до резкого подъема кривой относят к алкано-циклоалкановой.

Широкое распространение получил метод ФИА - жидкостной хроматографии на силикагеле в присутствии флуоресцирующих (люминисцирующих) индикаторов. В анализируемую фракцию вводят небольшое количество флуоресцирующих индикаторов и красителя. "Ароматический" индикатор хорошо растворим в аренах, но не растворим в других углеводородах. При ультрафиолетовом облучении колонки зона аренов дает ярко-голубую флуоресценцию. Найдены также "олефиновые" индикаторы. По отношению высоты соответствующей зоны к высоте слоя адсорбента рассчитывают содержание алкенов и аренов в нефтяной фракции или нефтепродукте.

Определение группового углеводородного состава методом флуоресцентной индикаторной абсорбции (ГОСТ Р 52063 - ASTM D 1319). Сущность метода состоит в прохождении пробы бензина (0,75 см³) через специальную стеклянную абсорбционную колонку с активированным силикагелем. Небольшой слой силикагеля содержит смесь флуоресцентных красителей. Когда проба адсорбируется на силикагеле, добавляют в колонку спирт для десорбции пробы. Углеводороды в зависимости от своей адсорбционной способности разделяются на колонке на ароматические, олефиновые и насыщенные. Вместе с разделением углеводородов на колонке происходит распределение флуоресцентного индикатора с образованием селективно окрашенных зон, видимых в ультрафиолетовом свете. Объемную долю каждой группы углеводородов рассчитывают по длине окрашенных зон.

Для определения группового состава используют также метод ИК-спектроскопии. Определяют содержание парафинов, изопарафинов, ароматических углеводородов, нафтенов, олефинов, а также октанового числа углеводородных топливах. Метод основан на использовании спектрометрии в ближней ИК-области спектра.

2.3.2. Элементный состав нефти и нефтепродуктов

Для правильного выбора метода переработки нефти, составления материальных балансов некоторых процессов необходимо знать элементарный состав нефти и нефтепродуктов.

Основную часть нефти и нефтепродуктов составляют углерод (83-87%) и водород

(12-14%). Их содержание, иногда и соотношение, полезно знать для расчетов некоторых процессов. Например, теплота сгорания котельных топлив является важным показателем, от которого зависит расход топлива. Теплота сгорания зависит от элементного состава топлив. Высокая теплота сгорания жидких топлив объясняется высоким содержанием в них водорода и углерода и малой зольностью. Входящие в состав топлива кислород, азот, влага и негорючие минеральные вещества являются балластом.

Процентное отношение массового содержания водорода к содержанию углерода ($100H/C$) показывает сколько необходимо добавить водорода к сырью в процессе гидрокрекинга, чтобы получить желаемые продукты. Отношение $100 H/C$ в бензине равно 17-18, в нефти 13-15, в тяжелых фракциях 9-12.

Данные элементного состава и структурно-группового состава узких фракций масел и тяжелых остатков, из которых выделение индивидуальных соединений невозможно, позволяет значительно расширить представления о структуре веществ, входящих в эти фракции, и построить модель их "средней" молекулы.

Элементный анализ на углерод и водород основан на безостаточном сжигании органической массы нефтепродукта в быстром токе кислорода до диоксида углерода и воды. Последние улавливают, и по их количеству рассчитывают содержание указанных элементов.

Во всех нефтях наряду с углеводородами имеется значительное количество соединений, включающих такие гетероатомы, как сера, азот и кислород. Содержание этих элементов зависит от возраста и происхождения нефти.

Сера может составлять от 0,2 до 7,0%, что отвечает содержанию сернистых соединений $\sim 0,2-7,0\%$. Кислорода в нефти содержится от 0,05 до 3,6%, а содержание азота не превышает 1,7%.

Распределение гетероатомов по фракциям нефти неравномерно. Обычно большая их часть сосредоточена в тяжелых фракциях и особенно в смолистой ее части.

Сера является наиболее распространенным гетероэлементом в нефтях и нефтепродуктах. Содержание ее в нефти колеблется от сотых долей процента до 14% . В последнем случае почти все соединения нефти являются серосодержащими.

Обычно их содержание увеличивается с повышением температуры кипения. Однако в отличие от других гетероэлементов, содержащихся в основном в асфальтосмолистой части нефти, сера присутствует в значительных количествах в дистиллятных фракциях.

В сырых нефтях сера содержится главным образом в виде органических сернистых соединений, а в дистиллятах и в готовых нефтепродуктах она присутствует как в чистом виде, так и в виде сероводорода и органических соединений (меркаптанов, сульфидов, дисульфидов и производных тиофена, а также в виде сложных соединений, содержащих одновременно атомы серы, кислорода и азота в различных сочетаниях). Появление сероводорода и серы в нефтепродуктах объясняется частичным разложением органических сернистых соединений при термическом воздействии в процессе переработки, причем основную массу продуктов распада составляет сероводород, в результате окисления которого образуется сера.

В нефтепродуктах могут содержаться сернистые соединения, появляющиеся в результате очистки нефтяных дистиллятов. К ним относят кислые и средние эфиры серной кислоты и сульфокислот. Серосодержащие соединения наиболее вредны как при переработке, так и при использовании нефтепродуктов. Они отрицательно влияют на многие эксплуатационные свойства нефтепродуктов. У автомобильных бензинов снижается приемистость к ТЭС, стабильность, способность к нагарообразованию, коррозионную агрессивность. При сгорании сернистых соединений выделяются SO_2 и SO_3 , образующие с водой коррозионно-агрессивные сернистую и серную кислоты. Серный ангидрид (SO_3) сильнее, чем SO_2 влияет на нагарообразование, износ и коррозию в двигателе, а также на качество масла. При наличии SO_3 в продуктах сгорания повышается точка росы и тем самым облегчается конденсация H_2SO_4 на стенках гильз цилиндров и усиливается коррозия. При воздействии на масло H_2SO_4 образуются смолистые продукты, образующие затем нагар, обладающий в результате повышенного содержания серы большой плотностью и абразивностью и способствующий износу двигателя.

Сернистые соединения могут вызвать временное обратимое отравление. Вместе с тем, при длительном воздействии сернистых соединений, отравление зачастую бывает необратимым. Отравление сернистыми соединениями избирательно ведет к падению активности катализатора лишь в отношении реакций ароматизации углеводородов. При этом возрастает расщепляющее действие катализатора. Снижение скорости реакции ароматизации, с одной стороны, и усиление реакций распада, с другой, вызывает нарушение селективности процесса, ослабление гидрирующей функции катализатора ведет за собой также более быстрое закоксовывание катализатора. Наиболее чувствительны к действию сернистых соединений полиметаллические ренийсодержащие катализаторы.

Способы анализа нефти и нефтепродуктов на содержание сернистых соединений можно разбить на три группы: качественные способы определения содержания активных сернистых соединений, количественные способы определения суммарного содержания сернистых соединений, количественные способы определения отдельных классов сернистых соединений. Качественные способы определения активных сернистых соединений широко используют в практике производства и применения нефтепродуктов. Наиболее распространенными способами качественного определения активных соединений серы являются проба на медную пластинку и ртутная проба.

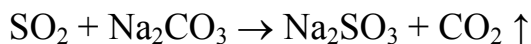
Количественные способы определения серы делят на две группы. Способы первой группы служат для определения содержания серы в светлых нефтепродуктах: бензине, лигроине, керосине, реактивных и дизельных топливах. Способы второй группы служат для определения содержания серы в смазочных маслах, котельных топливах, гудронах и других нефтепродуктах.

Проба на медную пластинку. Определения проводят для того, чтобы предотвратить применение топлива, которое может оказать разрушающее действие на металл в карбюраторной и топливоподающей системе двигателя внутреннего сгорания. Испытания производят при температуре 50°C , так как она соответствует условиям применения топлива.

Для определения содержания серы в светлых нефтепродуктах наиболее рас-

пространен ламповый метод.

Выполнение определения содержания серы ламповым методом. Сущность лампового метода заключается в полном сжигании испытуемого продукта, улавливании продуктов горения и определении в них образовавшегося оксида серы (IV). SO₂ улавливают раствором карбоната натрия:



Избыток карбоната натрия оттитровывают соляной кислотой. По количеству вступившего в реакцию карбоната натрия вычисляют содержание серы.

Данный метод определения содержания серы является одним из самых точных, так как при этом методе достигается фиксация всей серы, применяется сравнительно большая навеска испытуемого продукта, что значительно уменьшает погрешность при проведении испытания.

Определение содержания серы (ГОСТ Р 51947 – ASTM D 4294 – ISO 8754): стандартный метод определения серы в нефти и нефтепродуктах методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектрометрии. Анализируемую пробу нефти помещают в пучок лучей, испускаемых источником рентгеновского излучения. Измеряют характеристики энергии возбуждения от рентгеновского излучения и сравнивают сигнал, полученный от счетчика импульсов с сигналами счетчика, полученными при испытании заранее подготовленных калибровочных образцов.



Рентгенофлуоресцентный энергодисперсионный анализатор Horiba SLFA-20: воспроизводимость 6 мг/кг, предел обнаружения 20 мг/кг; автоматический выбор оптимальной калибровочной кривой из 5 возможных; компенсация температуры и атмосферного давления; коррекция матрицы; возможность последовательного непрерывного измерения серии образцов (12 шт. модель SLFA-20T)

Метод определения сероводорода, метил- и этилмеркаптанов (ГОСТ Р 50802): Настоящий стандарт распространяется на меркаптансодержащие стабилизированные товарные нефти и устанавливает метод определения массовой доли сероводорода, метил- и этилмеркаптанов от 2 до 200 млн–1. Сущность метода заключается в разделении компонентов анализируемой пробы с помощью газовой хроматографии, регистрации выходящих из хроматографической колонки сероводорода, метил- и этилмеркаптанов пламенно-фотометрическим детектором (ПФД) и расчете результатов определения методом абсолютной калибровки.



Газовый хроматограф, модель 450: Инжектор 1061 с адаптером и делителем потока; пульсирующий пламенно-фотометрический (ППФД); термостат колонок 15 л; тефлоновая насадочная колонка, 11 x 2; капиллярная колонка CP Sil 5CB, 50 x 0,53 x ПГС

Кислородсодержащие соединения в отечественных нефтях редко составляют больше 10%. Эти компоненты нефти представлены кислотами, эфирами, фенолами и др. Содержание кислорода в нефтяных фракциях возрастает с повышением их температуры кипения, причем до 90-95% кислорода приходится на смолы и асфальтены.

Наиболее распространенными кислородсодержащими соединениями нефти являются кислоты и фенолы, которые обладают кислыми свойствами и могут быть выделены из нефти или ее фракций щелочью. Их суммарное количество обычно оценивают кислотным числом (количество мг КОН, пошедшего на титрование 1 г нефтепродукта). Содержание веществ с кислыми свойствами также, как и всех кислородсодержащих соединений, убывает с возрастом и глубиной нефтяных залежей. Кроме кислотного числа выделяют щелочность, которая в основном обуславливается присутствием NaOH и Na₂CO₃. Свободные кислоты и щелочи могут образоваться и при применении нефтепродуктов. Если в нефтепродукте содержатся соли сульфокислот, кислых эфиров, нафтенowych кислот и подобных соединений, то при действии высоких температур или влаги (гидролиз) могут образоваться кислые и щелочные вещества минерального характера. Кислоты и щелочи в нефтепродуктах являются нежелательными примесями, так как они вызывают коррозию аппаратуры. Поэтому нефтепродукты должны периодически контролироваться на содержание кислот и щелочей. Для количественной характеристики смеси кислот, имеющих незначительную разницу в физических и химических свойствах, а также в тех случаях, когда неизвестен точный молекулярный вес определяемой кислоты, применяют условный химический показатель — кислотное число (к.ч.). Этот показатель иногда называют числом нейтрализации или коэффициентом нейтральности.

Кислотным числом называют количество миллиграммов едкого кали, необходимое для нейтрализации свободных кислот, содержащихся в 1 г анализируемого вещества. Кислотное число обычно определяют для жиров, масел, смол и других веществ и оно служит характеристикой качества готовой продукции.

Процентное содержание кислорода чаще всего определяют по разности между ста и суммарным содержанием всех остальных элементов в процентах. Это неточный метод, так как на его результатах сказываются погрешности определения всех остальных элементов.

Имеются прямые методы определения кислорода, например, гравиметрический метод пиролиза нефтепродуктов в токе инертного газа в присутствии платинированного графита и оксида меди. О содержании кислорода судят по массе выделившегося CO₂.

Содержание азота в нефти редко превышает 1%. Оно снижается с глубиной залегания нефти. Азотистые соединения сосредоточены в высококипящих фракциях нефти, и особенно в тяжелых остатках. Обычно азотсодержащие соединения делят на две большие группы: азотистые основания и нейтральные азотистые соединения.

Азотистые основания сравнительно легко выделяются минеральными кислотами и поэтому наиболее изучены.

Нейтральные азотистые соединения нефти представлены арилпроизводными пир-

рола и амидами кислот. С увеличением температуры кипения нефтяных фракций увеличивается содержание в них нейтральных азотистых соединений и падает содержание основных.

Интересным типом азотсодержащих соединений являются нефтяные порфирины. Они содержат в молекуле 4 пиррольных кольца и встречаются в виде комплексов с ванадием или никелем. Порфириновые комплексы чаще всего присутствуют в нефти в виде мономолекулярных соединений. Эти соединения различаются алкильными заместителями. Могут встречаться порфирины, которые на периферии содержат конденсированные с пиррольными ароматическое или ароматическое кольцо.

Порфириновые комплексы нефти обладают каталитической активностью. Предполагают, что они играют определенную роль в реакциях диспропорционирования водорода в процессах генезиса нефти.

Азотсодержащие соединения являются сильнейшим ядом для катализаторов процесса гидрокрекинга. Считают, что высокомолекулярные азотистые соединения прочно адсорбируются на кислотных центрах, блокируя их и понижая тем самым расщепляющую способность.

Содержание азота определяют методом Дюма или методом Кьельдаля. Метод Дюма заключается в окислении нефтепродукта твердым окислителем - оксид меди (I) - в токе диоксида углерода. Образовавшиеся в процессе окисления оксиды азота восстанавливаются медью до азота, который улавливают после поглощения CO_2 , и по его объему определяют количество азота в нефтепродукте. По методу Кьельдаля нефтепродукт окисляют концентрированной серной кислотой. Из образовавшегося сульфата аммония азот выделяют при обработке щелочью в виде аммиака, который улавливают титрованием раствором кислоты.

К минеральным компонентам нефти относятся содержащиеся в нефти соли, образованные металлами и кислотами, металлические комплексы, а также коллоидно-диспергированные минеральные вещества. Элементы, входящие в состав этих веществ. Часто называют микроэлементами, их содержание колеблется от 10-8 до 10-2 %.

Методы определения содержания хлорорганических соединений в сырой нефти (ГОСТ Р 52247 - ASTM D 4929). Методы (А, Б и В) включают перегонку сырой нефти до 204°C с целью получения нафты. По содержанию хлорорганических соединений во фракции нафты оценивают содержание этих компонентов в нефти. Метод А устанавливает определение содержания органических хлоридов во фракции промытой нафты сырой нефти путем восстановления бифенилом натрия с последующим потенциометрическим титрованием.



Метод А

- Комплект оборудования и лабораторного стекла для отгонки и очистки нафты
- Автоматический потенциометрический титратор Т50

Метод Б устанавливает определение содержания органических хлоридов во фракции промытой нафты сырой нефти путем сжигания в среде кислорода с последующим микрокулонометрическим титрованием. В титровальной ячейке про-

текает следующая реакция: $\text{Cl}^- + \text{Ag}^+ \rightarrow \text{AgCl}$

Ионы серебра генерируются кулонометрически: $\text{Ag}^0 \rightarrow \text{Ag}^+ + \text{e}^-$



Метод Б

- Комплект оборудования и лабораторного стекла для отгонки и очистки нефти
- Автоматический микрокулонометрический анализатор ECS 3000

Метод В устанавливает определение содержания органических хлоридов во фракции промытой нефти сырой нефти методом рентгено-флуоресцентной волнодисперсионной спектроскопии

Анализируемую пробу нефти помещают в пучок лучей, испускаемых источником рентгеновского излучения. Измеряют характеристики энергии возбуждения от рентгеновского излучения и сравнивают сигнал, полученный от счетчика импульсов с сигналами счетчика, полученными при испытании заранее подготовленных калибровочных образцов



Метод В: Комплект оборудования и лабораторного стекла для отгонки и очистки нефти; волнодисперсионный рентгено-флуоресцентный анализатор СПЕКТРОСКАН МАКС-GV

Диапазон измерений: 5.....50 ppm

В состав нефти входят многие металлы, в том числе щелочные и щелочноземельные, металлы подгруппы меди, цинка, бора, ванадия, а также типичные неметаллы.

ASTM D 5863 Стандартный метод определения никеля, ванадия, железа и натрия в сырых нефтях и остаточных топливах методом пламенной атомно-абсорбционной спектроскопии. Два способа: с разложением серной кислотой (метод А) и без разложения (метод Б). Наиболее часто используемым является метод Б, в соответствии с которым проба нефти разбавляется органическим растворителем. Полученный раствор распыляется в пламени горелки атомно-абсорбционного спектрометра, измеряется оптическая плотность. Концентрация определяемого элемента определяется по предварительно построенному градуировочному графику с применением стандартных растворов.



Атомно-абсорбционные спектрометры

Ванадий определяется в пламени

закись азота-ацетилен, остальные

металлы - в пламени воздух -ацетилен.

Внутримолекулярные комплексы относительно хорошо изучены на примере порфириновых комплексов ванадия и никеля. Кроме порфириновых в нефтях обнаружены псевдопорфириновые и другие более сложные внутримолекулярные комплексы, где помимо азота в комплексообразовании участвуют атомы кислорода и серы в различном сочетании.

Несмотря на малое содержание в нефти микроэлементы значительно влияют на

процессы ее переработки и дальнейшее использование нефтепродуктов. Большинство элементов, находящихся в нефти в микроколичествах являются каталитическими ядами, быстро дезактивирующими промышленные катализаторы нефтепереработки. Поэтому для правильной организации технологического процесса и выбора типа катализатора необходимо знать состав и количество микроэлементов. Большая их часть концентрируется в смолистом остатке, поэтому для при сжигании мазутов образующаяся пятиокись ванадия сильно корродирует топливную аппаратуру и отравляет окружающую среду.

До недавнего времени содержание и состав микроэлементов нефти определяли исключительно спектральным анализом золы. Этот метод может внести значительные искажения, особенно когда при озолении образуются летучие соединения.

Химико-атомно-спектральный метод анализа нефти и нефтепродуктов на содержание микроэлементов. Метод включает в себя пробоподготовку и прямой анализ полученного раствора атомно-эмиссионным методом с индуктивно связанной плазмой и атомно-адсорбционным методом с пламенным электролитическим атомизаторами. Для анализа используются специально приготовленные образцы сравнения. Метод позволяет определять в нефти и нефтепродуктах содержание микроэлементов до уровней концентраций 0,1-100 мг/т.

2.3.3. Определение содержания воды и механических примесей

Вода относится к минеральным примесям нефти наряду с золой, песком и т.д. Сырая нефть - сырье с содержанием воды до 200 - 300 кг/т. Вода как правило плохо растворяется в нефти, но образует с ней при механическом перемешивании нефтяные эмульсии. Стойкость эмульсий в большей мере зависит от размеров капель воды, которая в нефтяных эмульсиях обычно является дисперсной фазой. Капли размером в несколько десятков микрометров легко соединяются между собой, что позволяет отделять воду отстаиванием. Однако капли размером меньше 1 мкм образуют стойкие эмульсии, особенно под влиянием эмульгаторов и поэтому полное удаление воды достигается только на установке деэмульгирования и обезвоживания нефти.

Вода является нежелательной примесью и по техническим нормам не допускается в нефтепродуктах. При охлаждении образует кристаллы льда, которые забивают топливные фильтры; при разогреве нефтепродуктов образуется пар, увеличивается давление в трубопроводе, что ведет к их разрыву.

Содержание воды в масле усиливает его склонность к окислению, а также ускоряет процесс коррозии металлических деталей.

Присутствуя в карбюраторных топливах, вода снижает их теплотворную способность. Засоряет карбюратор, вызывает закупорку распыляющих форсунок. Т.о., наличие воды усложняет переработку нефти и вредно сказывается на эксплуатационных свойствах нефтепродуктов.

Качественный метод определения воды для темных нефтепродуктов - проба на потрескивание: продукт нагревают в пробирке до 150°C в масляной бане. Если наблюдается потрескивание, вспенивание, вздрагивание продукта, то это указывает на наличие воды в нефтепродукте.

Количественный метод определения воды в нефтепродукте - метод Дина и Стар-

ка (ГОСТ Р 51946 - ГОСТ 2477 - ASTM D 96):

Метод основан на дистилляции смеси воды, содержащейся в пробе, и органического растворителя, не смешивающегося с водой. Дистиллят собирают в калиброванный приемник и измеряют объем перегнанной воды.

Механические примеси состоят из мелкого песка, частиц глины, различных солей. Они находятся в нефти и нефтепродуктах во взвешенном состоянии и чем более дисперсны, тем труднее отделяются при отстаивании. Особенно стойко удерживаются мелкие кристаллики солей. Во время переработки нефти механические примеси оседают на стенках аппаратуры и снижают ее теплопроводность. В остаточные нефтепродукты механические примеси могут переходить из нефти в виде различных минеральных солей и окислов, а в маслах адсорбционной очистки иногда содержатся мельчайшие частицы отбеливающей глины. Кроме того механические примеси появляются в маслах в результате их небрежного хранения в грязной таре, попадания пыли, песка и т.д. Присутствие механических примесей в моторных топливах и в смазочных маслах (без присадок) по техническим нормам не допустимо, так как они засоряют топливоподающую систему и могут вызвать абразивный износ трущихся поверхностей

Содержание механических примесей в нефтепродуктах определяют весовым методом.

Метод определения механических примесей (ГОСТ 6370): Сущность метода заключается в фильтровании испытуемых продуктов с предварительным растворением медленно фильтрующихся продуктов в бензине или толуоле, промывании осадка на фильтре растворителем с последующим высушиванием и взвешиванием



Комплект оборудования, включая

- вакуумную систему
- сушильный шкаф
- водяную баню
- набор необходимого стекла
- манифолд (опция)



Универсальный сушильный шкаф: Диапазон рабочих температур: $+30...+250^{\circ}\text{C}$; принудительная конвекция; объем: 53л внутренняя камера выполнена из нержавеющей стали
Габаритные размеры камеры (Ш x В x Г), см : 40 x 40 x 33
Внешние габаритные размеры (Ш x В x Г), см : 55 x 68 x 48

III. Эксплуатационные требования, предъявляемые к нефти и нефтепродуктам

3.1. Нефть

Нефть: ГОСТ Р 51858-200 Технические условия

Сырая нефть : Жидкая природная ископаемая смесь углеводородов широкого физико-химического состава, которая содержит растворенный газ, воду, минераль-

ные соли, механические примеси и служит основным сырьём для производства жидких энергоносителей (бензина, керосина, дизельного топлива, мазута), смазочных масел, битумов и кокса.

Товарная нефть (нефть): Нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов, принятых в установленном порядке.

Настоящий стандарт распространяется на нефти для поставки транспортным организациям, предприятиям Российской Федерации и для экспорта

При оценке качества нефть подразделяют на: классы, типы, группы, виды

Классы нефти:

Класс нефти	Наименование	Масс. доля серы, %
1	Малосернистая	До 0,60
2	Сернистая	От 0,61....1,80
3	Высокосернистая	От 1,81.....3,50
4	Особо высокосернистая	Свыше 3,50

Типы нефти разделяют по величине плотности, выходу фракций и содержанию парафинов. Пять типов нефти: 0 – особо легкая; 1 – легкая; 2 – средняя; 3 – тяжелая; 4 - битумозная

Группы нефти

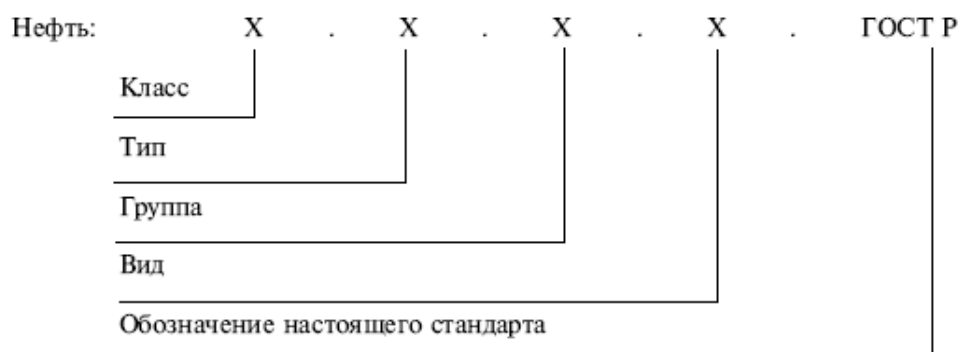
Показатель	Норма для нефти группы			Метод
	1	2	3	
Масс.конт-я хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300	900	ГОСТ 21534 ASTM D 3230
Давление насыщенных паров, кПа, не более	66,7			ГОСТ 1756 ГОСТ Р 52340 ASTM D 6377
Масс.доля органич. хлоридов во фракции, выкип. до 204°C, ppm, не более	10	10	10	ГОСТ Р 52247 ASTM D 4929

Виды нефти:

Показатель	Норма для нефти		Метод
	1	2	
Масс.доля сероводорода, ppm, не более	20	100	ГОСТ Р 50802
Масс.доля метил-, этилмеркаптанов в сумме, ppm, не более	40	100	

Условное обозначение нефти состоит из четырех цифр, соответствующих обозначениям класса, типа, группы и вида нефти 2.2.2.1 ГОСТ Р 51858-2002

4.6 Условное обозначение нефти состоит из четырех цифр, соответствующих обозначениям класса, типа, группы и вида нефти. При поставке нефти на экспорт к обозначению типа добавляется индекс «э». Структура условного обозначения нефти:



3.2. Бензин

Важнейшим фактором, от которого зависят технико-экономические показатели работы двигателя с воспламенением горючей смеси от искры, является качество применяемого бензина. Поэтому бензин должен обладать определенными эксплуатационными свойствами, которые регламентируются стандартными значениями его физико-химических показателей.

Для обеспечения надежной, экономической и долговечной работы двигателя бензин должен отвечать следующим требованиям:

- обладать высокой теплотой сгорания;
- обеспечивать нормальное и полное сгорание горючей смеси за счет высокой испаряемости;
- обладать высокой детонационной стойкостью;
- иметь высокую химическую стабильность, определяющую склонность к образованию нагаров и отложений при использовании, транспортировании и хранении;
- иметь низкую коррозионную активность и воздействие на резинотехнические изделия;
- обладать хорошими низкотемпературными свойствами;
- не оказывать вредного воздействия на человека и окружающую

среду.

Основные марки автомобильных бензинов и их показатели:

Автомобильные бензины предназначены для поршневых и роторно-поршневых двигателей внутреннего сгорания с принудительным воспламенением топливовоздушных смесей от искры. Государственными стандартами России предусмотрена выработка девяти марок бензина: А-72, А-76, АИ-91, АИ -93 и АИ - 95 (ГОСТ 2084-77), нормаль-80, Регуляр-92, Премиум-95 и Супер-98 (ГОСТ Р 51105-97) (табл.).

Все автомобильные бензины выработанные по ГОСТ 2084-77, подразделяются на два вида:

- 1) летние - предназначены для применения во всех районах страны, кроме северных и северо-восточных, в периоде I апреля по I октября; в южных районах допускается применение летних видов бензинов в течение всего года.
- 2) зимние предназначены для применения в течение всех сезонов в северных и северо-восточных районах страны, в остальных районах с 1 октября по 1 апреля.

Кроме того, по ТУ выпускаются экспортные бензины: АИ-80, АИ-92, АИ-96 и для внутреннего потребления АИ-98.

В целях повышения конкурентоспособности российских бензинов и доведения их качества до уровня европейских стандартов разработан и с 01.01.99г. введен в действие ГОСТ Р 51105-97 «Топлива для двигателей внутреннего сгорания Неэтилированный бензин. Технические условия».

В соответствии с новым стандартом ГОСТ Р 51105-97 для автомобильных бензинов введено пять классов испаряемости для применения в различных климатических районах по ГОСТ 16350-S0. Бензины всех четырех марок:

- 1-го класса испаряемости применяют с 1 апреля по 1 октября (летом) в умеренно теплом с мягкой зимой районе;
- 2-го класса - с 1 апреля по 1 октября (летом) в умеренно холодном и умеренном районах;
- 3-го класса - с 1 апреля по 1 октября (летом) в очень холодном и холодном районах и с 1 октября по 1 апреля (зимой) в умеренно теплом с мягкой зимой районе;
- 4-го класса - с 1 октября по 1 апреля (зимой) в умеренно холодном и умеренном районах;
- 5го класса - с 1 октября по 1 апреля (зимой) в очень холодном и холодном районах. Кроме того, наряду с определением температуры перегонки бензина при заданном объеме предусмотрено определение объема испарившегося бензина при заданной температуре 70, 100 и 180°С. Введен также показатель «Индекс испаряемости».

Физико-химические и эксплуатационные показатели автомобильных бензинов согласно ГОСТ Р 51105-97 -Топлива для двигателей внутреннего сгорания. Неэтилированный бензин. Технические условия

Наименование показателя	Нормаль-80	Регуляр-92	Премиум-95	Супер-98
1. Октановое число, не менее: но моторному методу по исследовательскому методу	76,0 80.0	83.0 92.0	85,0 95,0	88,0 98.0
2. Концентрация сернистых веществ, г/дм ³ , не более	0,010			
3. Концентрация марганца, г/дм ³ , не более	50		-	-
4. Концентрация фактических смол, мг/100 см ³ , не более	5.0			
5. Индукционный период бензина, не более	360			
6. Массовая доля серы, % не более	0,05			
7. Объемная доля бензола, %, не более	5			
8. Испытания на медной пластине	Выдерживает, класс 1			
9. внешний вид	Чистый, прозрачный			
10. Плотность при 15° С, кг/м ³	700-750	725-780	725-780	725-780

Основные отличия от предшествующего ГОСТ 2084-77:

1. Запрещено использование тетраэтил свинца при производстве автомобильного бензина.
2. С целью ускорения перехода на производство неэтилированных бензинов взамен этиловой жидкости допускается использование марганцевого антидетонатора в концентрации не более - 50 мгМп/дм для марки «Нормаль-80».
3. В соответствии с европейскими требованиями по ограничению содержания бензола введен показатель «объемная доля бензола» - не более 5%.
4. Установлена норма по показателю - плотность при 15°С.
5. Ужесточена норма на массовую долю серы - до 0,05%.

3.3. Дизельное топливо

Высокие технико-экономические показатели работы двигателя в значительной мере зависят от качества применяемого дизельного топлива, которое

обладает определенными эксплуатационными свойствами и характеризуется физико-химическими показателями.

К дизельному топливу предъявляют следующие требования:

- оптимальное цетановое число, характеризующее воспламеняемость;
- необходимый фракционный состав, определяющий полноту сгорания, дымность и токсичность отработавших газов;
- допустимые вязкость и плотность, обеспечивающие хорошую прокачиваемость, испарение и смесеобразование;
- достаточные низкотемпературные свойства, определяющие работоспособность системы питания при отрицательных температурах окружающей среды;
- низкое содержание серы, непредельных углеводородов и металлов, характеризующих нагарообразование, коррозию и износы;
- высокая химическая стабильность, влияющая на сроки использования, транспортирования и хранения;
- отсутствие вредного воздействия на человека и окружающую среду.

Основные марки дизельного топлива и их показатели:

Дизельные топлива предназначены для автотракторных дизелей и газотурбинных двигателей. Государственным стандартом (ГОСТ 305-82) предусматривается выработка трех марок дизельного топлива:

Л - летнее, применяемое при температуре окружающего воздуха 0 °С и выше.

З - зимнее, применяемое при температурах до -20 °С (в этом случае дизельное топливо должно иметь $t_{\text{заст}} < -35^{\circ}\text{C}$ и $t_{\text{п}} < -25^{\circ}\text{C}$), или зимнее, применяемое при температурах до -30 °С, тогда топливо должно иметь $t_{\text{заст.}} < -45^{\circ}\text{C}$ и $t_{\text{п}} < -35^{\circ}\text{C}$;

А - арктическое, температура применения которого до -50 °С. Содержание серы в дизельном топливе марок Л и З не превышает 0,2% - для I вида топлива и 0,5 - для II вида топлива, а марки А - 0,4%.

Для удовлетворения потребности в дизельном топливе разрешаются по согласованию с потребителем выработка и применение топлива с температурой застывания 0° С без нормирования температуры помутнения. В соответствии с ГОСТ 305-82 принято следующее условное обозначение дизельного топлива: летнее топливо заказывают с учетом содержания серы и температуры вспышки (Л-0,2-40), зимнее - с учетом содержания серы и температуры застывания (З-0,2-35). В условное обозначение на арктическое дизельное топливо входит только содержание серы: А-0,2.

Кроме того по ТУ производят следующие марки дизельного топлива.

Дизельное экспортное топливо ДЛО и ДЗО (ТУ 38.401-58-110-94) - вырабатывают для поставок на экспорт, содержание серы 0,2 %. Для оценки его качества по требованию заказчиков определяют дизельный индекс (а не цетановое число, как принято ГОСТ 305-82). Кроме того, вместо определения содержания воды и коэффициента фильтруемости экспресс-методом устанавливают прозрачность топлива при температуре 10°С.

Зимние дизельные топлива с депрессорными присадками. С 1981 г. выра-

батывают зимнее дизельное топливо марки ДЗп по ТУ 38.101889-81. Получают его на базе летнего дизельного топлива с $t_{-п} = -5^{\circ}\text{C}$. Добавка сотых долей присадки обеспечивает снижение предельной температуры фильтруемости до -15°C , температуры застывания до -30°C и позволяет использовать летнее дизельное топливо в зимний период времени при температуре до -15°C . Для применения в регионах с холодным климатом при температурах -25°C и -45°C вырабатывают топлива по ТУ 38.401-58-36-92. Согласно техническим условиям получают две марки топлива: ДЗп: 15/-25 (базовое дизельное топливо с температурой помутнения -15°C , товарное - с предельной температурой фильтруемости -25°C) и арктическое дизельное топливо ДАп: 35/-45 (базовое топливо с температурой помутнения -35°C , товарное с предельной температурой фильтруемости -45°C).

Экологически чистое дизельное топливо выпускают по ТУ 38.1011348-89. Технические условия предусматривают выпуск двух марок летнего (ДЛЭЧ-В и ДЛЭЧ) и одной марки зимнего (ДЗЭЧ) дизельного топлива с содержанием серы до 0,05 % (вид I) и до 0,1 % (вид II).

С учетом ужесточающихся требований по содержанию ароматических углеводородов введена норма по этому показателю: для топлива марки ДЛЭЧ -В - не более 20 %, для топлива марки ДЗЭЧ - не более 10 %.

Городское дизельное топливо (ТУ 38.401-58-170-96) предназначено для использования в г. Москве. Основное отличие городского дизельного топлива от экологически чистого - улучшенное качество благодаря использованию присадок (летом - антидымной, зимой - антидымной и депрессорной). Добавка присадок в городское дизельное топливо снижает дымность и токсичность отработавших газов дизелей на 30-50 %. Депрессорные присадки, улучшающие низкотемпературные свойства топлива, представляют собой, в основном, сополимеры этилена с винилацетатом зарубежного производства.

Европейский стандарт EN 590 действует в странах Европейского экономического сообщества с 1996 г. Стандарт предусматривает выпуск дизельных топлив для различных климатических регионов. Общими для дизельных топлив являются требования по температуре вспышки - не ниже 55°C , коксуемости 10%-ного остатка - не более 0,30 %, зольности - не более 0,01 %, содержанию воды - не более 200 ppm, механических примесей - не более 24 ppm, коррозии медной пластинки - класс 1, устойчивости к окислению - не более 25 г осадка/м³. В 1996 г. в Европе введены ограничения на содержание серы в дизельных топливах - не более 0,05 %. Таким требованиям отвечают отечественные ТУ 38.1011348-89.

6.3. Краткое описание лабораторных работ

6.3.1. Перечень рекомендуемых лабораторных работ

Лабораторная работа № 1 Определение плотности нефти и нефтепродуктов
Лабораторная работа № 2 Определение кинематической вязкости
Лабораторная работа № 3 Распределение детонационной стойкости по фракциям
Лабораторная работа № 4 Определение цетанового числа дизельного топлива

Лабораторная работа № 5 Определение коррозионного воздействия на металлы
Лабораторная работа № 6 Определение наличия водорастворимых кислот и щелочей. Определение кислотности топлив
Лабораторная работа № 7 Определение группового состава методом анилиновых точек
Лабораторная работа № 8 Определение содержания воды в нефти

6.3.2. Методические указания по выполнению лабораторных работ

Лабораторная работа № 1 Определение плотности нефти и нефтепродуктов методом прямой перегонки

Цель: Определить плотность нефтепродуктов с помощью ареометра и пикнометра

Приборы и реактивы: Нефть, нефтепродукты (бензин, керосин, дизельное топливо), ареометры, цилиндры, пикнометр, дистиллированная вода, ацетон, фильтровальная бумага, весы

Ход работы:

1. Определение плотности ареометром (нефтеденсиметром)

Ареометр представляет собой стеклянную трубку, нижняя расширенная часть которой заполнена дробью или ртутью для удержания ареометра в вертикальном положении. В верхней узкой части находится шкала, которая проградуирована в значениях относительной плотности. Ареометры, которые применяют для измерения плотности нефтепродуктов называют нефтеденсиметрами. Ареометры не рекомендуется применять при испытании сильно летучих нефтепродуктов (газовый конденсат, петролейный эфир).

Ареометрами можно определять плотность нефтепродуктов, имеющих вязкость не более $200 \text{ мм}^2/\text{с}$ при 50°C . Нефтепродукты с вязкостью больше чем $200 \text{ мм}^2/\text{с}$ перед определением плотности разбавляют равным объемом тракторного или осветительного керосина.

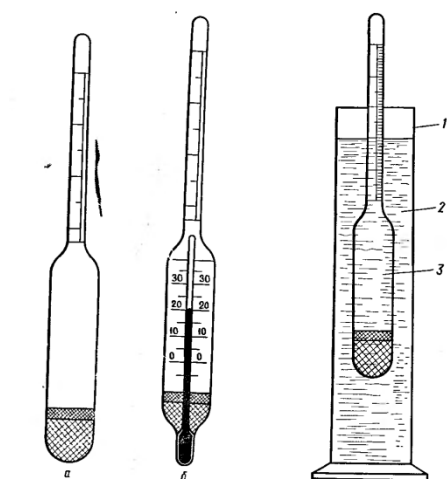


Рисунок: а -ареометр без термометра; б - ареометр с термометром; в - положение ареометра при измерении относительной плотности (1-цилиндр, 2-исследуемый нефтепродукт, 3-ареометр)

Определение относительной плотности проводят следующим образом. В чистый цилиндр с диаметром не менее 5 см по стеклянной палочке или по стенкам цилиндра наливают столько испытуемого нефтепродукта, чтобы при погружении ареометра проба не переливалась через край. Затем осторожно погружают в жидкость чистый сухой ареометр, поддерживая его до тех пор пока он не будет свободно плавать в жидкости, не касаясь стенок и дна сосуда. Отсчитывают деление на ареометре по верхнему краю мениска, располагая глаз на уровне поверхности жидкости, и отмечают температуру анализируемого продукта термометром, опущенным в жидкость. Если температура испытуемого продукта ниже или выше 20° , то вводят поправку на найденную плотность.

Для определения плотности вязких нефтепродуктов используют метод разбавления, согласно которому испытуемый нефтепродукт разбавляют равным объемом керосина известной плотности, полученную смесь тщательно перемешивают и определяют плотность смеси с помощью ареометра. Плотность анализируемого вязкого нефтепродукта вычисляют по формуле:

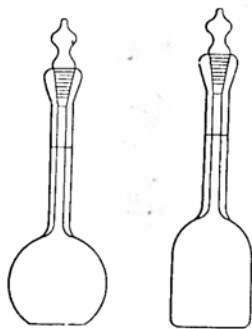
$$\rho = 2\rho_1 - \rho_2,$$

где ρ_1 — плотность смеси;
 ρ_2 — плотность керосина.

Расхождение между двумя параллельными определениями не должно превышать 0,004.

2. Определение плотности нефтепродукта при помощи пикнометра

Пикнометр представляет собой стеклянный сосуд объемом от 1 до 100 мл. цилиндрической или шаровидной формы с узкой шейкой с пришлифованной пробкой.



На шейке имеется кольцевая метка для точного установления уровня жидкости в пикнометре. Пикнометрический метод применяют для анализа всех нефтепродуктов, твердые нефтепродукты предварительно измельчают

Хорошо вымытый и высушенный пикнометр взвешивают на аналитических весах и приступают к определению "водного числа". "Водное число" пикнометра - это масса воды в объеме пикнометра. Взвешенный пикнометр заполняют дистиллированной водой до метки, термостатируют при температуре 20°C в течение 15-20 мин. Удаляют избыток воды полосками фильтровальной бумаги. Далее пикнометр вынимают из термостата, вытирают снаружи фильтровальной бумагой и взвешивают. По формуле определяют водное число пикнометра (m):

$$m = m_2 - m_1, \text{ где}$$

m_1 —масса пустого пикнометра, г;

m_2 - масса пикнометра с водой, г.

После определения водного числа приступают к анализу нефтепродукта. Воду из пикнометра выливают, ополаскивают ацетоном, затем эфиром, высушивают. Наливают в него анализируемое вещество, после чего помещают в термостат при 20°C на 15-20 мин. Излишки удаляют фильтровальной бумагой, вытирают пикнометр и взвешивают. «Видимую» плотность испытуемого нефтепродукта вычисляют по формуле:

$$\rho = (m_3 - m_1)/m, \text{ где}$$

m_1 – масса пустого пикнометра, г;

m_3 – масса пикнометра с нефтепродуктом, г;

m – водное число пикнометра.

«Видимую» плотность пересчитывают в плотность ρ_4^{20} по формуле:

$$\rho_4^{20} = 0,99703\rho + 0,0012$$

Расхождение между параллельными определениями не должно превышать 0,0008.

Лабораторная работа № 2 Определение кинематической вязкости

Цель: Определить вязкость нефти или нефтепродуктов

Приборы и реактивы: Нефтепродукты, вискозиметр Оствальда, термостат, резиновая трубка, резиновая груша.

Ход работы:

Сущность метода заключается в измерении времени истечения определенного объема испытуемой жидкости под влиянием силы тяжести. Испытание проводят в

капиллярных стеклянных вискозиметрах. Для проведения анализа подбирают вискозиметр с таким диаметром капилляра, чтобы время истечения жидкости составляло не менее 200 с

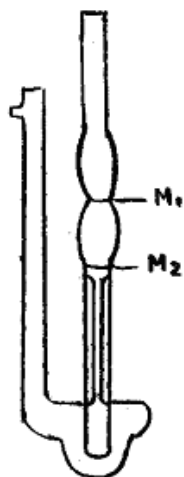


Рис. Вискозиметр Оствальда

- 1- первое колено,
- 2- второе колено,
- 3- расширение.

В основе метода лежит формула Пуазейля для динамической вязкости:

$$\eta = (\pi r^4 / 8LV) \tau, \text{ где}$$

p – давление истечения жидкости из капилляра,

r – радиус капилляра,

L – длина капилляра,

V – объем жидкости, протекающий через капилляр,

τ – время истечения жидкости.

При определении кинематической вязкости жидкость протекает через капилляр под давлением собственного веса, которое определяют по формуле:

$$p = ghr, \text{ где}$$

g – ускорение силы тяжести,

h – высота столба жидкости,

ρ – плотность жидкости.

Подставив значение давления в уравнение Пуазейля и разделив обе части уравнения на ρ , тогда выражение кинематической вязкости принимает вид:

$$\nu = \eta / \rho = (\pi ghr^4 / 8LV) \tau$$

Так как величины h , r , L , V – постоянны для данного вискозиметра, выражение $(\pi ghr^4 / 8LV)$ есть величина постоянная и обозначается C .

Тогда кинематическую вязкость рассчитывают по формуле:

$$\nu = C \tau, \text{ где}$$

C – постоянная вискозиметра, $\text{мм}^2/\text{с}^2$ (каждый вискозиметр снабжается паспортом, в котором указывается его постоянная);

τ – время истечения жидкости, с.

Определение кинематической вязкости проводят следующим образом. Чистый сухой вискозиметр заполняют нефтепродуктом. Для этого на отводную трубку 3 одевают резиновую трубку с грушей, пальцем зажимают колено 2, вискозиметр переворачивают, а колено 1 погружают в сосуд с испытуемым нефтепродуктом. С помощью резиновой груши заполняют вискозиметр нефтепродуктом.

том до отметки M_2 , затем вискозиметр вынимают и быстро переводят в исходное состояние. Вискозиметр устанавливают в термостат (баню) на 15 – 20 минут, затем засасывают нефтепродукт в колено 2, примерно до 1/3 высоты расширения 3. Соединяют колено 2 с атмосферой и определяют время истечения жидкости от метки M_1 до M_2 (с погрешностью не более 0.2 с).

Измерение времени истечения проводят не менее трех раз и принимают среднеарифметическое значение. Кинематическую вязкость ν , $\text{мм}^2/\text{с}$, вычисляют по формуле ().

Допускаемые расхождения последовательных определений кинематической вязкости от среднего арифметического значения не должны превышать следующих значений:

Температура измерения, °C	от - 60 до - 30	от -30 до 15	от 15 до 150
Допускаемое расхождение, %	± 2.5	± 1.5	± 1.2

Лабораторная работа № 3 Распределение детонационной стойкости по фракциям

Цель: освоить метод оценки распределения детонационной стойкости бензина по фракциям

Приборы и реактивы: колба Вюрца, насадка Вюрца, прямой холодильник, алонж, приемники, термометр, электронагревательный прибор.

Ход работы:

В чистую сухую колбу (без дефлегматора) с помощью мерного цилиндра наливают 200 мл испытуемого нефтепродукта. Бросают 2-3 кусочка фарфоровых битых колец для обеспечения равномерного кипения жидкости.

В холодильник подают воду противотоком, включают электроплиту и ведут перегонку. Разгоняют бензин на две фракции: низкокипящую до 100 °C и высококипящую выше 100 °C. Для этих фракций определяют ОЧ. Затем вычисляют ($K_{\text{рдс}}$) коэффициент распределения ДС по фракциям:

Формула расчёта:

$$K_{\text{рдс}} = \text{ОЧ}_{\text{нк}} / \text{ОЧ}_{\text{вк}}$$

Где $\text{ОЧ}_{\text{нк}}$ – низкокипящей фракции до 100 °C и $\text{ОЧ}_{\text{вк}}$ – высококипящей фракции выше 100 °C.

Чем ближе $K_{\text{рдс}}$ к 1, тем равномернее распределение детонационной стойкости по фракциям.

Лабораторная работа № 4 Определение цетанового числа дизельного топлива

Цель: изучить методы определения цетанового числа дизельного топлива, определить цетановое число расчетно-экспериментальным методом

Приборы и оборудование: мерный стакан, стеклянный цилиндр, воронка, лабораторное стекло, термометр, нефтенсиметр, вискозиметр, резиновая груша

Задание: изучить методы определения цетанового числа дизельного топлива; определить цетановое число расчетно-экспериментальным методом; дать заключение о соответствии его значения требованиям ГОСТа.

Ход работы:

Методы определения цетанового числа: по совпадению вспышек, по запаздыванию самовоспламенения, по критической степени сжатия. В данной лабораторной работе цетановое число определяется расчетно-экспериментальным методом.:

1. экспериментально определить относительную плотность дизельного топлива при 20⁰С (см. лабораторную работу № 1);
2. экспериментально определить кинематическую вязкость дизельного топлива при температуре 20⁰С (см. лабораторную работу № 2);
3. полученные экспериментально значения относительной плотности и кинематической вязкости подставить в формулу расчета цетанового числа дизельного топлива:

$$\text{ЧЦ} = (v_{20} + 17.8)1.5879 / p_4^{20}, \text{ где}$$

p_4^{20} - относительная плотность дизельного топлива при 20⁰С;

v_{20} - кинематическая вязкость дизельного топлива при 20⁰С.

4. сделать заключение о соответствии цетанового числа испытываемого дизельного топлива показателям ГОСТ

Лабораторная работа № 5 Определение коррозионного воздействия на металлы (испытание на медной пластине)

Цель: качественное определение наличия серосодержащих соединений

Приборы и оборудование: медная пластинка, пробирки, пинцет, водяная баня, электронагревательный прибор, фильтровальная бумага, ацетон

Ход работы:

Вследствие высокой коррозионной агрессивности элементарной серы, сероводорода и меркаптанов присутствие их в топливе недопустимо. Довольно чувствительной качественной пробой на присутствие активных сернистых соединений является испытание воздействия топлива на медную пластинку (ГОСТ 6321-92).

- перед испытанием медную пластинку следует отшлифовать наждачной бумагой. Протереть ватой, промыть спиртом и высушить фильтровальной бумагой.

- Пробирку диаметром 15 и длиной 150 мм заливают испытываемым продуктом до высоты 60 мм. Пинцетом опускают в топливо подготовленную пластинку, закрывают пробирку корковой пробкой.

- Помещают пробирку с испытываемым топливом и медной пластинкой в нагретую водяную баню. Уровень воды в бане должен быть выше уровня топлива в пробирке не менее чем на 30 мм.

- Выдержите топливо в течение 3 ч при следующих температурах: реактивное при (100 ± 1) °С; остальные при (50 ± 2) °С

- Извлекают пинцетом пластинку, промывают в фарфоровой чашке ацетоном или спирто-бензольной смесью, высушивают на фильтровальной бумаге.

- Сравнивают пластинку со свежешлифованной, являющейся эталоном.

Для каждого образца нефтепродукта проводят два параллельных испытания. Если после опыта медная пластинка хотя бы в одной из параллельных проб покрылась черным, темно-коричневым или серо-стальным налетом и пятнами, то нефтепродукт считается не выдержавшим испытания и бракуется

Ускоренный метод испытания на медной пластинке бензинов: медную пластинку выдерживают в течении 18 минут при 100⁰С.

Лабораторная работа № 6 Определение наличия водорастворимых кислот и щелочей. Определение кислотности топлив

Цель: Выявить наличие в топливе водорастворимых кислот и щелочей, определить соответствие бензина ГОСТу по показателю кислотности

Приборы и реактивы: мерные цилиндры на 50, 100 мл, воронки делительные вместимостью 250 мл; воронка стеклянная; колба коническая вместимостью 250 мл; фенолфталеин (индикатор) 1%-ный раствор в 60% -ном спирте; метиловый оранжевый (индикатор) 0.02%-ный водный раствор; колбы конические вместимостью 250 мл; холодильник воздушный; бюретка; электроплитка; спирт этиловый ректифицированный технический 85%- ный; спиртовой раствор КОН 0.05н; нитрозиновый желтый (индикатор). 0.5 %-ный водный раствор автомобильные бензины различных марок.

Ход работы:

Определение наличия водорастворимых кислот и щелочей:

1. В делительную воронку наливают 50 мл перемешанного бензина и столько же дистиллированной воды, отмеренных мерными цилиндрами.
2. Содержимое слегка взбалтывают в течение 5 минут, не допуская образования эмульсии. После отстаивания водный слой сливают через воронку с бумажным фильтром в коническую колбу.
3. Отбирают в две пробирки по 1-2 мл водной вытяжки.
4. В одну пробирку добавляют две капли раствора метилового оранжевого, в другую - три капли раствора фенолфталеина. Сравнивают с цветом этих индикаторов в чистой дистиллированной воде.

Окрашивание раствора в розовый или красный цвет указывает на наличие водорастворимых кислот или щелочей. Окраска индикаторов не должна меняться, что показывает отсутствие водорастворимых кислот и щелочей.

Определение кислотности:

1. В колбу на 250 мл помещают 50 мл образца исследуемого бензина.
2. В коническую колбу наливают 50 мл 85%-ного этилового спирта и кипятят обратным воздушным холодильником в течение 5 минут. В прокипяченный спирт добавляют 8-10 капель индикатора нитрозинового желтого и нейтрализуют в горячем состоянии при непрерывном помешивании 0.05 н. спиртовым раствором КОН до первого изменения желтой окраски в зеленую.
3. В колбу с нейтрализованным горячим спиртом приливают испытуемый бензин и кипятят с обратным холодильником в течение 5 минут при периодическом перемешивании.
4. Смесь в горячем состоянии титруют 0.05 н. спиртовым раствором КОН при непрерывном перемешивании до изменения окраски с желтой на зеленую. Окраска должна быть устойчивой в течение 30 с.
5. Кислотность вычисляют по формуле:

$K = VT100 / 50$, где

T - титр 0.05 н раствора КОН мг/мл

V - объем 0.05 у раствора КОН, пошедшего на титрование, мл;

50 - объем исследуемого бензина, мл

6. делают заключение о соответствии испытуемого бензина показателям ГОСТ
Лабораторная работа № 7 Определение группового состава методом анилиновых точек

Цель: Определить содержание ароматических, нафтеновых и парафиновых углеводородов

Приборы и реактивы: Пробирка с муфтой объемом 15 мл, стакан из термостойкого стекла вместимостью 750— 1000 мл, термометр с длинной ножкой, анилин свежеперегнанный марки, пипетки на 2 мл, серная кислота, этиловый спирт.

Ход работы:

Определение анилиновой точки основано на неодинаковой растворимости углеводородов различных рядов в полярных растворителях: при обработке углеводородной фракции анилином она разделяется на два слоя. Смесь подогревают до момента полного смешения (исчезновения) слоев, и температуру растворения называют анилиновой точкой. Чем легче углеводород растворяется в анилине, тем ниже его анилиновая точка.

Метод равных объемов. В чистую и сухую пробирку 2 помещают по 2 мл анилина и анализируемой бензиновой фракции, плотно закрывают пробкой со вставленным в нее термометром 1 и мешалкой 5 и укрепляют в муфте 3, погруженной в водяную баню 4. Продукт и анилин берут с помощью пипеток вместимостью 2 мл. Термометр помещают так, чтобы середина ртутного шарика находилась на уровне линии раздела слоев анилина и продукта. Температуру водяной бани медленно повышают, при этом непрерывно перемешивают мешалкой продукт с анилином. Отмечают температуру полного смешения жидкостей (при этом раствор становится прозрачным), прекращают нагревание и дают воде медленно остывать. Когда в пробирке 2 появляется муть, что свидетельствует о начале разделения фаз, снова начинают перемешивать раствор мешалкой. Вначале при перемешивании муть исчезает, но затем наступает момент неисчезающего помутнения. За анилиновую точку принимают наивысшую температуру, при которой муть при перемешивании не исчезает. Температуры полного смешения и помутнения не должны расходиться более чем на 0.1°C . Таким образом определяют анилиновую точку – T_1 .

Затем берут 4-5 мл исследуемой фракции и обрабатывают двумя объемами 97-99%-ной серной кислотой для удаления ароматических углеводородов:

Смесь фракции и серной кислоты взбалтывают в делительной воронке емкостью 250 мл в течение 20 минут, время от времени приоткрывая кран для выпуска газов.

Смеси дают отстояться, кислоту спускают, а бензин обрабатывают водой, 10%-ным раствором NaOH, а затем снова водой до нейтральной реакции. Тщательно отделив от воды, бензин переносят в сухую колбочку и сушат хлористым кальцием.

Отсюда берут 2 мл высушенного бензина для определения второй анилиновой точки, методом аналогичным первому. Содержание (в вес. %) углеводородов ароматического ряда находят по формуле:

$$A = K(T_2 - T_1)_{\text{без.}}$$

где $T_2 - T_1$ – депрессия анилиновой точки, зависящая от содержания углеводородов ароматического ряда;

K – анилиновый коэффициент, принимаемый равным 1,5.

Содержание нафтеновых углеводородов X_1 в исследуемой фракции:

$$X_1 = x \frac{100 - a}{100} \text{ вес. \%}$$

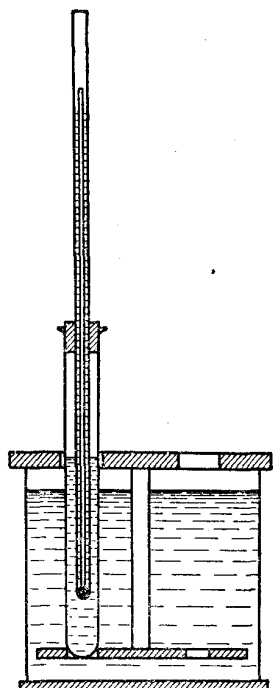
x – находится по таблице и соответствует содержанию нафтен в деароматизированной части фракции.

Содержание парафинов:

$$Y = 100 - (X_1 + a) \text{ вес. \%}$$

Таблица для определения содержания парафинов и нафтен:

Содержание нафтеновых углеводородов, вес.% во фракциях				Анилино-вая точка, °C	Содержание нафтеновых углеводородов, вес.% во фракциях			Анилино-вая точка, °C
60-95	95-122	122-150	150-200		60-95	95-122	122-150	
-	-	-	0	76	47	60	77	55
-	-	-	5	75	50	63	81	54
-	-	-	10	74	52	67	85	53
-	-	0	15	73	55	70	88	52
-	-	4	20	72	58	74	92	51
0	0	9	25	71	61	77	96	50
3	4	13	30	70	64	81	100	49
6	8	18	35	69	67	84	-	48
9	12	22	40	68	70	87	-	47
12	16	26	45	67	73	90	-	46
15	19	31	50	66	75	93	-	45
18	23	35	55	65	77	97	-	44
21	27	40	60	64	80	100	-	43
24	31	44	65	63	82	-	-	42
27	34	48	70	62	85	-	-	41
30	38	52	75	61	87	-	-	40
33	42	56	80	60	90	-	-	39
36	45	60	85	59	92	-	-	38
39	49	65	90	58	95	-	-	37



Прибор для определения воды по методу потрескивания

бирки и на высоте 20—30 мм от дна пробирки. Для нагревания пробирки с маслом используют баню, которая представляет собой цилиндрический сосуд диаметром 100 мм и высотой 90 мм. На расстоянии 10 мм от дна бани прикреплен металлический круг, в котором имеются два отверстия для термометра и пробирки (рис. 10). Баню наполняют на высоту 80 мм минеральным маслом с температурой вспышки не ниже 240°C и нагревают до $175 \pm 5^\circ\text{C}$. Пробирку с испытуемым продуктом вставляют вертикально в нагретую баню и наблюдают за ней несколько минут (до достижения температуры в пробирке 150°C). При наличии в испытуемом продукте влаги он начинает пениться, слышится треск, пробирка вздрагивает, а капли продукта на стенках верхней части пробирки мутнеют.

Количественное определение содержания воды методом азеотропной перегонки

Наиболее простым и достаточно точным методом количественного определения воды является способ Дина и Старка, основанный на отгонке воды из смеси испытуемого продукта с безводным растворителем.

Он основан на азеотропной перегонке пробы нефти или нефтепродукта с растворителями.

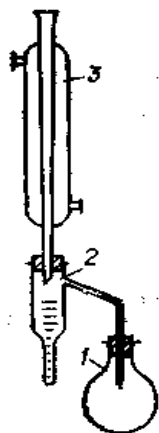


Рис. Прибор Дина и Старка.
1 — круглодонная колба,
2 — насадка Дина — Старка,
3 — холодильник.

В качестве растворителя используют бензин-растворитель (петролейный эфир), выкипающий при $80\text{—}100^\circ\text{C}$ и содержащий не более 3% ароматических углеводородов.

Пробу нефти тщательно перемешивают встряхиванием в склянке в течение 5 мин. Высоковязкие нефти и нефтепродукты предварительно нагревают до $40\text{—}50^\circ\text{C}$. Из перемешанной пробы нефти или нефтепродукта берут 30 мл мерным цилиндром в чистую сухую, предварительно взвешенную стеклянную колбу 1 (рис. 6). Затем в колбу 1 этим же цилиндром отмеряют 50 мл растворителя и содержимое перемешивают. Для равномерного кипения перед началом нагревания в колбу бросают несколько кипелок.

Колбу при помощи шлифа присоединяют к отводной трубке 2 (насадке Дина — Старка), а к верхней части приемника-ловушки на шлифе присоединяют

холодильник 3. Приемник-ловушку (пробирку) присоединяют к отводной трубке 2. Пробирка и холодильник должны быть чистыми и сухими. Во избежание конденсации паров воды из воздуха верхний конец холодильника необходимо закрыть ватой.

Содержимое колбы нагревают с помощью Перегонку ведут так, чтобы из трубки холодильника в приемник-ловушку падали 2—4 капли в секунду. Нагрев прекращают после того, как объем воды в приемнике-ловушке перестанет увеличиваться и верхний слой растворителя станет совершенно прозрачным. Продолжительность перегонки должна быть не менее 30 и не более 60 мин. Если на стенках трубки холодильника имеются капельки воды, то их сталкивают в приемник-ловушку стеклянной палочкой. После охлаждения испытуемого продукта до комнатной температуры прибор разбирают. Если количество воды в приемнике-ловушке не более 0.3 мл и растворитель мутный, то приемник помещают на 20—30 мин в горячую воду для осветления и снова охлаждают до комнатной температуры. После охлаждения определяют объем воды в приемнике-ловушке с точностью до одного верхнего деления.

Объемную долю воды X , %, рассчитывают по формуле

$$X (\%) = (V \cdot 100) / V_1$$

где V — объем воды, собравшейся в приемнике-ловушке мл; V_1 — объем нефти или нефтепродукта, взятый для испытания, мл.

Количество воды в приемнике-ловушке 0.03 мл и меньше считается следами.

6.4. Краткое описание практических занятий

6.4.1. Перечень практических занятий (наименования, темы)

Практическое занятие № 1 Нормы, характеризующие качество продукции (ГОСТ, ОСТ, ТУ и др.). Методы технического анализа, методики технического анализа (по ГОСТ, исследовательские, технологические, арбитражные)

Практическое занятие № 2 Физические свойства нефтепродуктов. Плотность, как относительная характеристика химического состава нефтепродуктов. Пересчет плотности, температурные поправки. Способы определения плотности

Практическое занятие № 3 Понятие о молекулярной массе нефтепродуктов. Расчетные формулы. Характеристический фактор

Практическое занятие № 4 Вязкость, как одна из важнейших констант, характеризующих эксплуатационные свойства нефтепродуктов. Расчетные формулы. Методы определения.

Практическое занятие № 5 Температурные характеристики нефтепродуктов. Методы определения

Практическое занятие № 6 Гетероатомные соединения нефти и нефтепродуктов. Методы определения содержания кислород-, серо- и азотсодержащих соединений
Практическое занятие № 7 Групповой состав нефти и нефтепродуктов. Методы определения. Структурно-групповой анализ нефтепродуктов по n-d-M методу
Практическое занятие № 8 Вода как нежелательная примесь. Эмульсация. Типы эмульсий. Методы их разрушения
Практическое занятие № 9 Комплексная оценка эксплуатационных свойств нефти, бензина, дизельного топлива

6.4.2. Методические указания по выполнению заданий на практических занятиях

Практическое занятие № 1 Нормы, характеризующие качество продукции (ГОСТ, ОСТ, ТУ и др.). Методы технического анализа, методики технического анализа (по ГОСТ, исследовательские, технологические, арбитражные)

Цель: познакомить студентов с основными источниками технической документации, характеризующими нормы качества продуктов; методами и методиками технического анализа

Задание: подготовить реферат и выступить с докладом

Вопросы, выносимые на обсуждение:

1. Система обеспечения контроля качества сырья и нефтепродуктов
2. Основные методы оценки качества нефтепродуктов
3. Современные средства контроля испытания качества продукции
4. Организация технического контроля качества
5. Организация стандартизации качества нефтепродуктов на заводах
6. Введение в технический анализ нефтепродуктов. Задачи и условия технического анализа
7. Нормы качества продукции (ГОСТ, ОСТ, ТУ, СТП, ASTM, DIN, IP, паспорт изделия)
8. Информационные источники (каталоги ЦНТИ, департамент качества ОНПЗ, справочная литература)

Практическое занятие № 2 Физические свойства нефтепродуктов. Плотность, как относительная характеристика химического состава нефтепродуктов. Пересчет плотности, температурные поправки. Способы определения плотности

Цель: выделить основные физические свойства нефтепродуктов; освоить методику пересчета плотности

Абсолютная плотность вещества - это количество массы в единице объема. В системе СИ плотность выражается в кг/м^3 . За единицу плотности принимается масса 1м^3 дистиллированной воды при температуре 4°C .

В нефтепереработке применяют понятие относительной плотности. Относительная плотность – это безразмерная величина, показывающая отношение плотности нефти или нефтепродукта при температуре определения к плотности дистиллированной воды (эталонного вещества) при 4°C , т. е. отношение массы нефти или нефтепродукта при температуре определения к массе такого же объема дистиллированной воды при 4°C . Так как плотность воды равна единицы, то чис-

ленные значения относительной и абсолютной плотности совпадают.

Относительную плотность обозначают ρ_4^t . Плотность нефти и нефтепродукта зависит от температуры. Чем выше температура нефтепродукта, тем меньше его плотность.

В России принято определять плотность при 20°C. Так как зависимость плотности от температуры имеет линейный характер, зная плотность нефтепродукта при температуре ρ_4^t можно найти ρ_4^{20} по формуле Менделеева Д.И.

$$\rho_4^{20} = \rho_4^t + \gamma(t - 20),$$

где ρ_4^t - плотность при температуре испытания, кг/м³; γ - средняя температурная поправка плотности на 1°C (см. таблицу); t - температура, при которой проводится опыт, °C.

Эта зависимость справедлива в интервале температур от 0 до 50°C для нефтей (нефтепродуктов), не содержащих, большого количества твердого парафина и ароматических углеводородов.

Таблица – Средняя температурная поправка плотности на 1°C для нефтепродукта

Плотность, ρ_4^{20}	Поправка, γ	Плотность, ρ_4^{20}	Поправка, γ
0,6900–0,6999	0,000910	0,8500–0,8599	0,000699
0,7000–0,7099	0,000897	0,8600–0,8699	0,000686
0,7100–0,7199	0,000884	0,8700–0,8799	0,000673
0,7200–0,7299	0,000870	0,8800–0,8899	0,000660
0,7300–0,7399	0,000857	0,8900–0,8999	0,000647
0,7400–0,7499	0,000844	0,9000–0,9099	0,000633
0,7500–0,7599	0,000831	0,9100–0,9199	0,000620
0,7600–0,7699	0,000818	0,9200–0,9299	0,000607
0,7700–0,7799	0,000805	0,9300–0,9399	0,000594
0,7800–0,7899	0,000792	0,9400–0,9499	0,000581
0,7900–0,7999	0,000778	0,9500–0,9599	0,000567
0,8000–0,8099	0,000765	0,9600–0,9699	0,000554
0,8100–0,8199	0,000752	0,9700–0,9799	0,000541
0,8200–0,8299	0,000738	0,9800–0,9899	0,000528
0,8300–0,8399	0,000725	0,9900–1,0000	0,000515
0,8400–0,8499	0,000712		

Пересчет плотности ρ_4^{20} на плотность ρ_{15}^{15} проводится по формуле:

$$\rho_4^{20} = \rho_{15}^{15} - 5\alpha,$$

где α – температурная поправка

Плотность большинства нефтей в среднем колеблется от 0,80 до 0,90. Высоковязкие смолистые нефти имеют плотность, близкую к единице. На величину плотности нефти оказывает существенное влияние наличие растворенных газов, фракционный состав нефти и количество смолистых веществ в ней. В большинстве случаев чем больше геологический возраст и соответственно больше глубина залегания пласта, тем меньшую плотность имеет нефть. Плотности последовательных фракций нефти плавно увеличиваются. Плотность узких фракций нефти зависит также от химического состава. Для углеводородов средних фракций нефти с одинаковым числом углеродных атомов плотность возрастает для пред-

ставителей разных классов в следующем порядке:

нормальные алканы < нормальные алкены < изоалканы < изоалкены < алкилциклопентаны < алкилциклогексаны < алкилбензолы < алкилнафталины

Для бензиновых фракций плотность заметно увеличивается с увеличением количества бензола и его гомологов. Знание плотности нефти и нефтепродуктов необходимо для всевозможных расчетов, связанных с выражением их количества в весовых единицах. Для некоторых нефтепродуктов плотность является нормируемым показателем качества.

Вопросы:

1. Что такое относительная плотность? В каких единицах она измеряется?
2. Как меняется плотность нефтей в зависимости от: а) возраста нефти; б) количества растворённых в ней газов; в) фракционного состава?
3. Как плотность зависит от: а) температуры; б) от присутствия углеводородов разветвлённого строения; в) от присутствия ароматических углеводородов?
4. Какие существуют методы определения относительной плотности нефтепродуктов?

Задачи:

1. Определить относительную плотность нефтепродукта ρ_4^{20} , если его ρ_4^{40} равна 0,872
2. Нефть находится в резервуаре при температуре 12°C. Определить ее плотность в данных условиях, если $\rho_4^{20}=0,8675 \text{ г/см}^3$.
3. При перекачке нефти по нефтепроводу ее температура изменяется от 8 °C до 15°C. Найти относительную плотность нефти в начальной и конечной точках транспортировки, если $\rho_4^{20}=0,851$.
4. Определить относительную плотность нефтепродукта ρ_4^{20} , если его ρ_4^{15} 0,758
5. Плотность нефтяной фракции $\rho_4^{20} = 0,910$, определить для этой фракции значение ρ_{15}^{15} .

Практическое занятие № 3 Понятие о молекулярной массе нефтепродуктов. Расчетные формулы. Характеристический фактор

Цель: освоить методики расчета молекулярной массы нефтепродуктов

Молярная масса для нефтяных фракций - среднее значение, которое находится экспериментально, или рассчитывается по эмпирическим формулам.

Для определения молекулярной массы используют формулы:

1. формулу Б.М. Войнова для парафиновых углеводородов и узких бензиновых фракций:

$$M=60+0,3T_{\text{ср.м.}}+0,001T_{\text{ср.м.}}^2,$$

2. формулу, учитывающую характеризующий фактора К для фракций, выкипающих до 350°C:

$$M=(7K-21,5)+(2,0977-0,2038K)T_{\text{ср.м.}}+(0,0003K-0,00245)T_{\text{ср.м.}}^2,$$

3. формула Крэга:

$$M = \frac{44,29 \cdot \rho_{15}^{15}}{1,03 - \rho_{15}^{15}},$$

где $T_{\text{ср.м.}}$ – средняя молекулярная температура выкипания фракций.

Характеризующий фактор К является условной величиной, отражающей химическую природу и степень парафинистости фракций. Характеризующий фактор определяется по формуле:

$$K = \frac{1,216\sqrt[3]{T_{cp.m}}}{\rho_{15}^{15}},$$

где $T_{cp.m}$ – средняя молярная температура кипения, К;

ρ_{15}^{15} – относительная плотность.

Среднее значение характеризующего фактора:

- если $K = 12,5-13,0$ – парафинистые нефтепродукты;
- $K = 10-11$ – нафтеноароматические нефтепродукты;
- $K=10$ – ароматизированные нефтепродукты;
- $K= 10-11$ – продукты крекинга.

Вопросы:

1. Понятие о средней молекулярной массе нефтепродуктов
2. Экспериментальные методы определения молекулярной массы
3. Расчетные методы определения молекулярной массы
4. Характеризующий фактор
5. Как меняется молекулярная масса нефтяных фракций при повышении температуры кипения?
6. Для какой фракции молекулярная масса выше: а) бензиновой или керосиновой; б) керосиновой или лигроиновой; в) керосиновой или газойлевой?

Задачи:

1. Определить молекулярный вес нефтяных фракций, средняя температура кипения которых составляет 110, 130, 150°C
2. Определить средний молекулярный вес нефтепродукта, имеющего среднюю температуру кипения 100°C и характеризующий фактор $K=11,8$
3. Рассчитать характеризующий фактор для фракции 180-240°C, имеющей плотность $\rho_{15}^{15}=0,790$.
4. Бензин характеризуется $t_{cp.m.}=97^\circ\text{C}$ и $K=12,5$. Какова его молярная масса?
5. Определить средний молекулярный вес фракции, имеющей плотность $\rho_{15}^{15}=0,785$

Практическое занятие № 4 Вязкость, как одна из важнейших констант, характеризующих эксплуатационные свойства нефтепродуктов. Расчетные формулы. Методы определения.

Цель: рассмотреть методы определения вязкости

Вязкость является важнейшей характеристикой нефтей, которая используется при подсчете запасов нефти, проектировании и разработке нефтяных месторождений, выборе способа транспорта и схемы переработки нефти.

На вязкость нефти и нефтепродуктов существенное влияние оказывает температура. С ее понижением вязкость увеличивается. Вязкостно-температурные свойства нефтепродуктов зависят от их фракционного и углеводородного состава. Наименьшей вязкостью и наиболее пологой вязкостно-температурной кривой обладают алифатические углеводороды, а наибольшей – ароматические углеводороды (особенно ди- и полициклические).

Динамическую вязкость определяют при помощи вискозиметра Уббелоде — Голде или по времени истечения жидкости через капиллярные трубки и рассчитывают по формуле

$$\eta = \frac{\pi P r^4 \tau}{8 \nu L},$$

где η — динамическая вязкость; P — давление, при котором происходило истечение жидкости; τ — время истечения жидкостей в объеме ν ; L — длина капилляра; r — радиус капилляра

Величина, обратная динамической вязкости, называется текучестью.

Кинематической вязкостью ν_t называют отношение динамической вязкости η_t при данной температуре к плотности ρ_t при той же температуре:

$$\nu_t = \frac{\eta_t}{\rho_t}$$

Единицу кинематической вязкости называют *стоксом (Ст)*, $1 \text{ Ст} = 100 \text{ сСт}$ (сантистокс). Размерность кинематической вязкости выражается в $\text{см}^2/\text{с}$

Относительная (условная) вязкость μ не представляет собой физической характеристики нефтепродукта, так как она зависит от способа определения, конструкции прибора и других условий, но удобна как сравнительная величина. В расчетах, в технических нормах, при арбитражных и контрольных испытаниях используют только абсолютную (кинематическую и динамическую) вязкость. В нефтяной практике относительной вязкостью называют отношение вязкости данного нефтепродукта к вязкости воды при 0°C :

$$\mu = \frac{\eta}{\eta_{\text{H}_2\text{O}; 0^\circ\text{C}}} = \frac{\eta}{1,789},$$

где 1,789 — вязкость воды при 0°C .

Условная вязкость представляет собой отношение времени истечения определенного объема исследуемого продукта ко времени истечения такого же объема стандартной жидкости при определенно установленной температуре. В качестве стандартной жидкости используют дистиллированную воду при температуре $+20^\circ\text{C}$. Условную вязкость выражают условными единицами, градусами или секундами. В различных странах, в зависимости от выбора стандартной аппаратуры для определения условной вязкости, приняты различные единицы условной вязкости. Чаще всего условная вязкость выражается градусами Энглера. *Числом градусов Энглера* называют отношение времени истечения из вискозиметра Энглера 200 мл испытуемого продукта при данной температуре ко времени истечения 200 мл дистиллированной воды при 20°C . Ее обозначают знаком ВУ или Е. Для пересчета кинематической вязкости в условную и обратно используют специальные таблицы или эмпирические формулы, например:

$$\nu = 7,24 E_t - \frac{6,25}{E_t},$$

а для высоких значений вязкости $\nu = 7,41 E_t \text{ (сСт)}$ и $E_t = 0,135 \times \nu_t$.

Определение условной вязкости также основано на истечении жидкости

(через трубку с диаметром отверстия 5 мм) под влиянием силы тяжести. Условную вязкость определяют для нефтяных топлив (мазотов).

Вопросы:

1. Динамическая, условная и кинематическая вязкость нефтепродуктов
2. методы определения вязкости
3. Зависимость вязкости от температуры
4. Оценка вязкостно-температурных свойств. Индекс вязкости

Задачи:

1. Рассчитайте динамическую вязкость н-декана при 40°C, если его кинематическая вязкость при этой температуре составляет 7,3 мм²/с.
2. Динамическая вязкость толуола при 20°C составляет 0,584×10⁻³ Па·с. Рассчитайте его кинематическую вязкость при 0°C и 20°C.
3. Масляная фракция имеет при 60°C условную вязкость 3,81°. Определите кинематическую и динамическую вязкость фракции при этой температуре.
4. Условная вязкость сураханской нефти при 50°C равна 1,63°. Определить кинематическую и динамическую вязкость нефти при той же температуре, если плотность её $\rho = 879 \text{ кг/м}^3$.
5. Кинематическая вязкость при 50°C нефтепродукта с плотностью $\rho_4^{50} = 0,689 \text{ кг/дм}^3$ равна 6,2 мм²/с. Рассчитайте условную и динамическую вязкость при этой температуре.

Практическое занятие №5 Температурные характеристики нефтепродуктов.

Методы определения

Цель: рассмотреть температурные характеристики нефтепродуктов, изучить методы их определения

Задание: подготовить реферат и выступить с докладом

Вопросы, выносимые на обсуждение:

1. Температура кипения. Температуры начало и конца кипения. Фракционный состав нефти и нефтепродуктов
2. Определение низкотемпературных свойств нефтепродуктов
3. Температура застывания и текучести. Процессы, происходящие при охлаждении. Влияние химического состава на температуру застывания
4. Температура вспышки и воспламенения. Понятие о верхнем и нижнем пределах взрываемости. Способы определения температуры вспышки и воспламенения
5. Определение температур помутнения и начала кристаллизации топлив. Методы определения

Практическое занятие № 6 Гетероатомные соединения нефти и нефтепродуктов. Методы определения содержания кислород-, серо- и азотсодержащих соединений

Цель: изучить методы определения гетероатомных соединений нефти и нефтепродуктов

Задание: подготовить реферат и выступить с докладом

Вопросы, выносимые на обсуждение:

1. Кислородсодержащие компоненты нефти, их распределение по фракциям
2. Серосодержащие соединения нефти как каталитический яд, их распределение по фракциям
3. Азотсодержащие соединения нефти. Порфирины нефти
4. Методы определения содержания серы: ламповый метод, сжигание в колориметрической бомбе, проба на медную пластинку, потенциометрическое титрование
5. Методы определения азотсодержащих соединений
6. Коррозионная активность топлив
7. Кислотное и щелочное числа. Определение кислотности топлив

Практическое занятие № 7 Групповой состав нефти и нефтепродуктов. Методы определения. Структурно-групповой анализ нефтепродуктов по n-d-M методу

Цель: рассмотреть методы определения группового состава нефти и нефтепродуктов

Метод n - d - M (показатель преломления – плотность молекулярная масса)

Для определения структурно - группового состава фракций нефти по методу n - d - M необходимо знать: показатель преломления (с точностью до $\pm 0,0001$), плотность (с точностью до $\pm 0,0002$), и молекулярную массу (с точностью до $\pm 3\%$); молекулярную массу (вычислить по формуле Войнова, зная среднюю температуру кипения). Расчет ведется следующим образом:

Для жидких фракций (константы определяются при 20° C)	Для твердых фракций (константы определяются при 70° C)
--	---

При высоком значении Ca, Скол, Ka, Ko

$$Ca = 3660 \cdot 1/M + 430 (2,51 \Delta n - \Delta d) \qquad Ca = 3660 \cdot 1/M + 430 (2,51 \Delta n - \Delta d)$$

$$Скол = 10000 \cdot 1/M + 820 (\Delta d - 1,11 \Delta n) \qquad Скол = 10000 \cdot 1/M + 820 (\Delta d - 1,11 \Delta n)$$

$$Ka = 0,44 + 0,055 M (2,51 \Delta n - \Delta d) \qquad Ka = 0,44 + 0,055 M (2,51 \Delta n - \Delta d)$$

$$Ko = 1,33 + 0,146 M (\Delta d - 1,11 \Delta n) \qquad Ko = 1,33 + 0,146 M (\Delta d - 1,11 \Delta n)$$

При низком значении Ca, Скол, Ka, Ko

$$Ca = 3660 \cdot 1/M + 670 (2,51 \Delta n - \Delta d) \qquad Ca = 3660 \cdot 1/M + 720 (2,42 \Delta n - \Delta d)$$

$$Скол = 10600 \cdot 1/M + 1440 (\Delta d - 1,11 \Delta n) \qquad Скол = 12100 \cdot 1/M + 1400 (\Delta d - 1,11 \Delta n)$$

$$Ka = 0,44 + 0,080 M (2,51 \Delta n - \Delta d) \qquad Ka = 0,41 + 0,080 M (2,42 \Delta n - \Delta d)$$

$$Ko = 1,33 + 0,180 M (\Delta d - 1,11 \Delta n) \qquad Ko = 1,55 + 0,180 M (\Delta d - 1,11 \Delta n)$$

где Ca – содержание углерода в ароматических структурах, % (масс.);
 $Скол$ – содержание углерода в кольчатых структурах, % (масс.);
 Ka – число ароматических колец в молекуле (среднее);
 Ko – общее число ароматических и алициклических колец в молекуле (среднее).

Высоким содержанием Ca , $Скол$, Ka , Ko считается случай, когда алгебраическая сумма выражений в круглых скобках ($\Delta n - \Delta d$) положительна; если сумма отрицательна, следует расчет вести по формулам для низкого значения указанных показателей.

Необходимые для расчета факторы Δn и Δd представляют собой разность между соответствующими показателями нефтяной фракции и гипотетического насыщенного нормального строения:

Для жидких фракций

$$\Delta n = n_D^{20} - 1,4750$$

$$\Delta d = p_4^{20} - 0,8510$$

Для твердых фракций

$$\Delta n = n_D^{20} - 1,4600$$

$$\Delta d = p_4^{20} - 0,8280$$

Доля углерода, содержащаяся в алициклических структурах, определяется по разности.

Вопросы:

1. Алканы, циклоалканы, арены, их содержание и распределение по фракциям
2. Методы определения группового состава нефтепродуктов
3. Метод анилиновых точек
4. Определение содержания непредельных соединений
5. Определение содержания ароматических соединений
6. Хроматографические методы определения группового состава

Практическое занятие № 8 Вода как нежелательная примесь. Эмульсация. Типы эмульсий. Методы их разрушения

Цель: рассмотреть влияние воды на эксплуатационные характеристики нефти, типы эмульсий, способы их разрушения

Обычно из скважин добывают не нефть, а ее смесь с водой в виде слабой неустойчивой эмульсии. Эмульсии представляют собой дисперсные системы из двух жидкостей, не растворимых или малорастворимых друг в друге, одна из которых диспергирована в другой в виде мелких капелек (глобул). Нефтяные эмульсии бывают двух типов: «нефть в воде» (гидрофильная) и «вода в нефти» (гидрофобная). Стойкость эмульсии зависит от наличия в ней *эмульгаторов* — веществ, растворимых в одной из жидкостей и образующих как бы пленку, обволакивающую капельки и препятствующую их слиянию. Гидрофильные эмульгаторы, хорошо растворимы в воде и не растворимы в нефти (относятся натриевые соли нафтенных кислот, сульфокислоты и др.); гидрофобные эмульгаторы, хорошо растворимы в нефти и не растворимы в воде, — нафтенаты, тонкоизмельченные частицы глины, окислы металлов (особенно Ca , Mg , Fe , Al), смолисто-асфальтеновые вещества и др. Другая причина стойкости эмульсии — накопление

зарядов статического электричества на каплях воды и твердых частицах. Под влиянием этих зарядов происходит взаимное отталкивание частиц воды.

Тип эмульсии определяют двумя способами. Первый — растворение ее в воде и бензине. Гидрофильная эмульсия («нефть в воде») растворяется в воде и опускается на дно в бензине, обратное явление наблюдается для гидрофобной эмульсии («вода в нефти»). Второй способ основан на определении проводимости электрического тока: его проводят только гидрофильные эмульсии.

Перерабатывать нефть с эмульсией нельзя, поэтому ее предварительно разрушают — *деэмульгируют*.

Способы разрушения эмульсий: механический способ разрушения эмульсий основан на применении отстаивания, центрифугирования и фильтрования; термический способ разрушения нефтяных эмульсий основан на применении тепла. Химический способ основан на применении деэмульгаторов, термохимический способ заключается во введении в подогретую нефть деэмульгатора; электрический способ (под действием на эмульсию электрического поля, созданного высоким напряжением переменного тока, пленка разрывается и эмульсия разрушается).

Вопросы:

1. Влияние воды на эксплуатационные свойства нефтепродуктов
2. Эмульсия. Типы эмульсий
3. Методы разделения эмульсий
4. Методы определения воды в нефти и нефтепродуктах: проба на потрескивание, метод Дина-Старка

Практическое занятие № 9 Комплексная оценка эксплуатационных свойств бензина и дизельного топлива

Цель: охарактеризовать физико-химические и эксплуатационные свойства товарных продуктов (бензина, дизельного топлива) с учетом специфических особенностей их назначения и применения

Вопросы:

1. Основные марки автомобильных бензинов и их показатели
2. Физико-химические и эксплуатационные показатели автомобильных бензинов
3. Требования, предъявляемые к дизельным топливам
4. Основные марки дизельного топлива и их показатели

6.5. Краткое описание видов самостоятельной работы

6.5.1. Общий перечень видов самостоятельной работы

1. Реферирование литературы
2. Подготовка отчетов по лабораторным работам
3. Подготовка к зачету

6.5.2. Методические рекомендации для выполнения для каждого задания самостоятельной работы

1.Реферирование литературы

Цель: обучение студентов методике самостоятельной работы (поиск и анализ научных и практических достижений в области технологии производства нефтяных масел, систематизация и логическое структурирование информации)

Общие требования к оформлению реферата:

- реферат оформляется на бумажном носителе;
- лист формата А4 с параметрами: поля: левое поле - 3 см; правое поле – 2 см; верхнее поле – 1,5 см, нижнее поле – 2 см; межстрочный интервал – полуторный; шрифт Times New Roman, 14
- объем реферата должен составлять не менее 15-20 страниц;
- включать титульный лист (с указанием названия работы, кафедры, фамилии студента, выполнившего работу, фамилии преподавателя); оглавление; введение; основное содержание с выделением глав, разделов и подразделов; выводы и список используемой литературы;
- в основном тексте обязательное наличие ссылок на литературные источники или ресурсы сети интернет (указать перечень сайтов).

Перечень реферативных работ:

1. Организация испытаний и анализ качества нефтяных топлив
2. Комплекс методов анализа автомобильных бензинов
3. Комплексный анализ авиационных бензинов
4. Технический анализ дизельных топлив
5. Методы испытания топлив для авиационных газотурбинных двигателей
6. Комплексный анализ дистиллятных топлив
7. Общие методы анализа нефти и нефтепродуктов
8. Анализ нефтяных масел
9. Алканы, циклоалканы, арены, их содержание и распределение по фракциям
10. Методы определения группового состава нефтепродуктов
- 11.Хроматографические методы определения группового состава
12. Общие сведения о карбюраторных топливах. Показатели их качества
13. Общие сведения о дизельных топливах. Эксплуатационные характеристики
14. Общие сведения о топливах для воздушно-реактивных двигателей и котельных топливах. Нормируемые показатели
15. Специальные методы исследования нефтепродуктов

2. Подготовка отчетов по лабораторным работам

Отчет по лабораторной работе оформляется согласно требованиям СТО ИрГТУ.027-2009. Система менеджмента качества. Учебно-методическая деятельность. Общие требования к организации и проведению лабораторных работ.

Содержание отчета:

- титульный лист (форма титульного листа приведена в СТО ИрГТУ.027-2009);
- цель работы;
- теоретическое введение;
- краткое теоретическое введение;
- ход работы;

- экспериментальную часть (расчеты, полученные результаты)
- выводы.

6.5.3. Описание курсового проекта (курсовой работы)

Учебным планом не предусмотрен

6.5.4. Учебно-методическое обеспечение самостоятельной работы студентов

7. Применяемые образовательные технологии

При реализации данной программы применяются образовательные технологии, описанные в табл. 2.

Таблица 2 - Применяемые образовательные технологии

Технологии	Виды занятий					
	Лекции	Лабр. Р.	Практ./Сем.	СРС	Курсовой проект	
Слайд – материалы	+					
Виртуальное моделирование						
Работа в команде		+	+			
Игра			+			
Проблемное обучение						
Проектный метод						
Исследовательский метод		+				
Тренинг			+			
Другие методы						
Применение метода указывать знаком +						

8. Контрольно-измерительные материалы и оценочные средства для текущего контроля успеваемости, промежуточной аттестации по итогам освоения дисциплины

8.1. Краткое описание контрольных мероприятий, применяемых контрольно-измерительных технологий и средств

Дисциплина входит в цикл профессиональных дисциплин. Для обеспечения установленного уровня качества подготовки специалистов критериями могут служить: участие в подготовке и проведении технического анализа сырья и нефтепродуктов; проведение научных исследований

Дисциплина входит в цикл профессиональных дисциплин. Для обеспечения установленного уровня качества подготовки специалистов критериями могут служить: участие в подготовке и проведении технического анализа сырья и нефтепродуктов; проведение научных исследований в области анализа и контроля качества

После изучения раздела дисциплины обучающемуся необходимо выполнить контрольную работу, тестовые задания, ответив правильно на 70% из предложенных тестов.

8.2. Описание критериев оценки уровня освоения учебной программы

Итоговой аттестацией по дисциплине является зачет. Для допуска к зачету студенту необходимо оформить и защитить отчеты по лабораторным работам; написать реферат и выступить с докладом по теме реферата; выполнить контрольные задания.

«Зачтено»: обучающийся показал знание основного материала, удовлетворяющее требованиям освоения программы.

«Незачтено»: отсутствие знаний важнейших разделов дисциплины

8.3. Контрольно измерительные материалы для итоговой аттестации по дисциплине (включают контрольные вопросы)

1. Цели и задачи технического анализа
2. Нормы, характеризующие качество нефтепродуктов
3. Современные методы технического анализа
4. Методики технического анализа
5. Основные виды нефтепродуктов, выпускаемые на НПЗ
6. Нормируемые показатели качества нефтепродуктов
7. Плотность, как относительная характеристика химического состава нефтепродуктов. Методы определения плотности
8. Вязкость нефтепродуктов. Методы определения
9. Современное оборудование технического анализа нефтепродуктов
10. Температурные характеристики нефтепродуктов. Методы определения
11. Определение температуры застывания. Методика определения
12. Определение температур помутнения и начала кристаллизации. Методики определения
13. Определение давления насыщенных паров
14. Детонационная стойкость и октановое число бензинов
15. Определение цетанового числа дизельных топлив
16. Определение кислотности
17. Качественное определение водорастворимых кислот и щелочей
18. Определение содержания серы и серосодержащих соединений
19. Методика определения содержания серы ламповым методом
20. Качественная проба на присутствие серосодержащих соединений
21. Кислородсодержащие компоненты нефти, их распределение по фракциям. методы определения
22. Азотсодержащие соединения нефти. Порфирины нефти
23. Методы определения группового состава нефтепродуктов
24. Метод анилиновых точек
25. Определение содержания непредельных соединений
26. Определение содержания ароматических соединений

27. Общие сведения о карбюраторных топливах. Нормируемые показатели
28. Общие сведения о дизельных топливах. Показатели качества

9. Рекомендуемое информационное обеспечение дисциплины

9.1. Основная учебная литература

1. Рябов В.Д. Химия нефти и газа. - М.: Техника, 2004. 287 с.
2. Мановян А.К. Технология переработки природных энергоносителей М.: Химия, КолосС, 2004, 456 с.
3. Вержичинская С.В., Дигуров Н.Г., Сеницин С.А. Химия и технология нефти и газа.- М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2007. 400 с.

9.2. Дополнительная учебная и справочная литература

1. Белянин Б.В., Эрих В.Н., Корсаков В.Г. Технический анализ нефтепродуктов и газа Л.:Химия,1986.224с.
2. Гуреев А.А., Серегин Е.П., Азев В.С. Квалификационные методы испытаний нефтяных топлив М.: Химия, 1984. 200 с.
3. Рыбак Б.М., Анализ нефти и нефтепродуктов М.: Гостоптхтздат, 1962.
4. Писаренко М.Н. Основы технического анализа М.: Высшая школа, 1972.
5. Гольдберг Г.А. Контроль производства топлив и масел М.: Химия, 1964.
6. Магарил Р.З. Теоретические основы химических процессов переработки нефти Л.: Химия, 1985.
7. Паушкин Я.М., Адельсон С.В., Вишнякова Т.П. Технология нефтехимического синтеза М.: Химия, 1975.
8. Дубовкин Н.Ф., Брещенко Е.М. Легкие моторные топлива и их компоненты М.: Химия, 1999.
9. Грамолин А.В. Топлива, масла, смазки, жидкости и материалы для эксплуатации и ремонта автомобиля, 1995, 531 с.
10. Резников В.Д. Краткий справочник по свойствам смазочных материалов и топлив, 1985, 195 с.
11. Топлива, смазочные материалы, технические жидкости. Ассортимент и применение / под ред. Школьников В.М. М.: ИЦ «Техинформ», 1999.
12. Папок К.К., Рагозин Н.А. Словарь по топливам, маслам, смазкам, присадкам и специальным жидкостям М.: Химия, 1975, 392 с.
13. Справочник нефтепереработчика / под ред. Ластовкина Г.А., Радченко Е.Д., Рудина М.Г. Л.: Химия, 1986.
14. Новоселов В.Ф. Контроль количества и качества нефтепродуктов М.: Химия, 1994, 152 с.
15. Ханов Н.И. Измерения количества и качества нефти и нефтепродуктов при сборе, транспортировке, переработке и коммерческом учете. 2002, 270 с.

9.3.Электронные образовательные ресурсы:

9.3.1.Ресурсы ИрГТУ, доступные в библиотеке университета или в локальной сети университета

9.3.2. Ресурсы сети Интернет

1. www/chem.isu.ru/leos
- 2.<http://www.twipx.com>
- 3.<http://window.edu.ru>

10. Рекомендуемые специализированные программные средства

11. Материально-техническое обеспечение дисциплины

Кафедра для подготовки бакалавров по дисциплине располагает: 8 учебными специализированными лабораториями, 4 научно-исследовательскими лабораториями, оснащенные химическим оборудованием и реактивами, необходимыми для выполнения лабораторных работ, предусмотренных учебной программой дисциплины; (общей площадью 670м²):

- Нефтехимический синтез;
- Химия нефти и органического синтеза;
- Углеродные и композиционные материалы;
- Компрессорная;
- Гидромеханические и тепловые процессы;
- Гидромеханические процессы;
- Массообменные процессы;
- Механические и тепловые процессы;
- Технология органических и элементоорганических соединений;
- Технического углерода;
- Технология топлив и углеродных материалов
- Исследований и анализа нефтей и нефтепродуктов

В целях повышения качества подготовки специалистов на кафедре имеется компьютерный класс на 36 посадочных мест. Учебные аудитории снабжены мультимедийным оборудованием. Кроме перечисленных компонентов структуры кафедры в учебном процессе задействована учебная база Иркутского института химии СО РАН общей площадью 300м² и специализированные учебные установки и тренажеры межрегионального учебного центра АНХК – 5000м²

Приложение к программе (обязательное) – календарно-тематический план

Программа составлена в соответствии с образовательным стандартом высшего профессионального образования ФГОС-03 по направлению подготовки 240100 "Химическая технология".

Программу составили:

Дьячкова Светлана Георгиевна, д.х.н., профессор кафедры химической технологии

С.Г. Дьячкова "15" 04 2011 г.
(подпись)

Токарева Ирина Александровна, к.х.н., доцент кафедры химической технологии

И.А. Токарева "15" 04 2011 г.
(подпись)

Программа включает результаты научных исследований:

Дьячковой С. Г., д.х.н., профессора кафедры химической технологии

С.Г. Дьячкова "15" 04 2011 г.
(подпись)

Программа согласована: с Главным государственным инспектором Иркутского Межрегионального управления по технологическому и экологическому надзору



/В.А. Степанов/ "16" 04 2011 г.
(подпись)

Программа одобрена на заседании кафедры "Химической технологии"

Протокол № 10 от "15" апреля 2011 г.

Зав. кафедрой С.Г. Дьячкова /С.Г. Дьячкова/ "15" 04 2011 г.
(подпись)

Руководитель ООП С.Г. Дьячкова /С.Г. Дьячкова/ "15" 04 2011 г.

Программа одобрена: на заседании Методической комиссии химико-металлургического факультета

Протокол № 3 от "15" апреля 2011 г.

Декан С.Г. Дьячкова /С.Г. Дьячкова/ "15" 04 2011 г.