

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования «СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРАКТИЧЕСКИМ РАБОТАМ
ПО ДИСЦИПЛИНЕ ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ХИМИЧЕСКОЙ ТЕХНОЛОГИИ

Направление подготовки/специальность
Направленность (профиль)/специализация

21.03.01 Нефтегазовое дело
Эксплуатация и обслуживание объектов
транспорта, хранения и переработки нефти
и газа
очная

Форма обучения
Год начала обучения
Реализуется

5 семестр

Ставрополь

2026г.

Практическое занятие № 1. Объемы добычи нефти и газа в странах мира, объемы их переработки, требования к качеству нефтепродуктов, характеристика структуры основных НПЗ мира.....	5
Практическое занятие № 2. Характеристика современных российских нефте- и газоперерабатывающих заводов: мощность и структура нефтеперерабатывающих заводов России, их территориальное размещение; установки и заводы по подготовке и переработке.....	9
газа; катализаторные фабрики.....	9
Практическое занятие №3. Общие сведения о хранении, промышленной подготовке и.....	17
транспорте нефти и газа.....	17
Практическое занятие №4. Классификация природных энергоносителей и.....	30
углеводородное сырье; качество нефтепродуктов; нефтяные топлива.....	30
Практическое занятие № 5. Нефтяные масла; твердые нефтепродукты; продукты специального назначения; совершенствование качества нефтепродуктов и методов их анализа.....	41
Практическое занятие № 6. Поточные схемы нефте- и газоперерабатывающих заводов, глубина переработки нефти, основные технологические процессы, реализованные на нефтеперерабатывающих заводах: процессы первичной переработки нефти, термодеструктивные процессы, каталитические процессы переработки нефтяного сырья.....	51
Практическое занятие № 7. Перспективы развития промышленности переработки нефти и газа: сравнительная характеристика нефте- и газоперерабатывающей промышленности России и США; основные направления развития нефтеперерабатывающих заводов.....	60
Практическое занятие № 8. Развитие экологии на НПЗ и ГПЗ, улучшение качества нефтепродуктов с учетом снижения экологической нагрузки при их применении.....	62
Практическое занятие № 9. Новые перспективные процессы переработки углеводородного сырья; экологизация НПЗ и ГПЗ.....	65
СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	72

ВВЕДЕНИЕ

Целью освоения дисциплины «История развития химической технологии» является формирование компетенций **ПК-6** будущего выпускника по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело.

Дисциплина «История развития химической технологии» относится к Блоку 1 Дисциплины (модули) Б1.В.08.04 (базовая часть). Ее освоение происходит в 5 семестре.

. Компетенции обучающегося, формируемые в результате освоения дисциплины:

Индекс	Формулировка:
ПК-6	Способность проводить прикладные научные исследования по проблемам нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности.

Целями преподавания дисциплины " История развития химической технологии " являются:

- расширение специальной подготовки студентов направления подготовки 18.03.01 «Химическая технология»;
- формирование у студентов целостного представления об объектах их будущей профессиональной деятельности;
- их ознакомление с историей развития процессов переработки нефти и газа от простого уровня до сложных современных технологий.

Основные задачи изучения дисциплины - приобретение студентами теоретических знаний и практических навыков, необходимых будущим специалистам для принятия технически и экономически обоснованных решений при:

- планировании и проведении научных исследований с целью создания новых процессов переработки нефти и газа;
- проектировании новых технологических схем, выборе технологических параметров, расчете и выборе оборудования;
- анализе и оценке альтернативных вариантов технологической схемы и отдельных узлов;
- проведении технико-экономического анализа производства;
- анализе научно-технической литературы и проведении патентного поиска. Бакалавр по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело должны иметь уровень знаний, умений и навыков в области технологии нефти и газа, достаточный для квалифицированного выполнения следующих видов профессиональной деятельности:
- производственно-технологическая;
- проектно-конструкторская;
- научно-исследовательская;
- организационно-управленческая.

Темы практических работ:

Объемы добычи нефти и газа в странах мира, объемы их переработки, требования к качеству нефтепродуктов, характеристика структуры основных НПЗ мира.

Характеристика современных российских нефте- и газоперерабатывающих заводов: мощность и структура нефтеперерабатывающих заводов России, их территориальное размещение; установки и заводы по подготовке и переработке газа; катализаторные фабрики.

Общие сведения о хранении нефти и газа

Резервуарные парки и устройства для хранения нефти и газа

Классификация нефтебаз, их типы и характеристики

Классификация и устройство резервуаров для нефти

Общие сведения о транспорте нефти и газа

Классификация автозаправочных станций

Транспортировка вязких нефтей и нефтепродуктов с подогревом

Практическое занятие № 1. Объемы добычи нефти и газа в странах мира, объемы их переработки, требования к качеству нефтепродуктов, характеристика структуры основных НПЗ мира

Цель: приобретение практических навыков, необходимых для принятия технически и экономически обоснованных решений при планировании и проведении научных исследований по проектированию технологических схем и выбору оборудования.

Формируемые компетенции: способность анализировать основные этапы и закономерности исторического развития общества для формирования гражданской позиции (ОК2); готовность изучать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт по тематике исследования (ПК-20).

Актуальность темы: Актуальность практического занятия состоит в том, что знания, полученные в ходе работы, будут использованы при написании курсовых проектов и для определения оптимальных условий управления производственными процессами. **Теоретическая часть:**

Основными источниками энергии следует отнести: природные углеводородные газы, жидкие нефти, твердые органические вещества – нефтяные битумы, сланцы и каменный уголь. Все они играют чрезвычайно большую роль в экономике каждой страны, поскольку энергия является основой промышленности, сельского хозяйства, транспорта и быта человека. Например, малейшие сбои в электроснабжении всегда ведут к серьезным последствиям (почти форс-мажор).

Вся история цивилизации – поиск источников энергии. Это весьма актуально и сегодня. Ведь энергия – это возможность дальнейшего развития индустрии, получение устойчивых урожаев, благоустройство городов и др.

В 20-м столетии одни основные источники энергии сменялись другими: дерево заменили на уголь, уголь – на нефть, нефть – на газ, углеводородное топливо – на ядерное. К началу 80-х годов (1980) в мире около 70% потребности в энергии удовлетворялось за счет нефти и природного газа, 25% – за счет каменного и бурого угля и лишь 5% – других источников энергии.

Нефтедобывающая, нефтеперерабатывающая и нефтехимические отрасли промышленности являются определяющими не только технического потенциала государства, но и даже могут оказывать влияние на политику.

Основное использование нефти – производство *топлив и масел* (до 80%). Топлива делятся на две группы: моторные, предназначенные для ДВС, преобразующих энергию топлива в механическую работу, и немоторные, предназначенные для печей, котлов, преобразующих энергию топлива в тепловую энергию другого энергоносителя – пара, горячей воды, горячего металла и т.д. На основе нефти производится 100% всех минеральных масел и смазок и более 90% органических химических продуктов.

Из нефти производят нефтепродукты специального назначения:

- жидкие парафины;
- нефтяные битумы;
- технический углерод;
- нефтяной кокс;
- нефтяные растворители;
- осветительный керосин;
- парафины, церезины, вазелины;
- смазочно - охлаждающие жидкости; - пластификаторы и умягчители.

На основе нефти и газа производят разнообразные газообразные, жидкие, твердые продукты, которые применяются практически во всех отраслях промышленности (это пластмассы, синтетические волокна, каучуки, лаки, краски, моющие средства, минеральные удобрения и др.).

Переработка нефти в мировом масштабе по числу НПЗ характеризуется в таблице 1.

Таблица1–Характеристикамировойпереработкинефти

Регион	АТ	ВТ
АзияистраныТихоокеанскогорегiona	550	145
ЗападнаяЕвропа	650	248
ВосточнаяЕвропа	582	167
СреднийВосток	260	71
Африка	123	21
Америка	1250	540
Всего	3358	1193

СредняямощностьНПЗпосыройнефтисоставляет:вцеломвмиремлн.т/год,вСНГ –11 млн.т/год, в Америке – 5 млн.т/год.

ВдолеввторичныхпроцессовРоссияуступаетведущимстранам.Доляпроцессоввторичной переработки нефти в % от первичной показана в таблице 2.

Таблица2–Балансвторичнойпереработкинефти

Процесс	Россия	Англия	США
Каталитическийрифформинг	8,7	18	21,2
Каталитическийкрекинг	4,1	23,5	31,7
Термокрекинг	3,2	8,2	12,4
Гидроочистка	15,7	41,7	39,5
Гидрокрекинг	0,2	2,8	7,9
Алкилирование	0,2	5,1	6,3
Изомеризация	-	4,0	5,0

Углубление переработки нефти на 1% потребует энергии в 15-20 раз меньше, чем увеличение добычи на 1%.

ПотреблениенефтепродуктоввРоссиивмлн.т:

1990 год - 250;1994-135;1995-136;2000-140;2010- 165;прогноз2020- 190.

Добываемыенефтяныеи природныегазы, в составекоторых преимущественносодержится метан, используют в основном как котельно-печное топливо. Запас тепловой энергииивприродных газах особенновелик. Теплотворная способность разныхэнергонасителей приводится в таблице3.

Таблица3–Теплотворнаяспособностьразличныхэнергонасителей

Компонент	Низшаятеплотасгорания, тыс. ккал/кг	Низшая теплота сгорания
Дрова	4,5-5	СН ₄ =8555 ккал/кг, С ₂ Н ₆ =15226ккал/кг, С ₃ =21795ккал/кг, С ₄ =28338ккал/кг.
Торф	4,5-5,5	
Каменныйуголь	6-8,5	
Керосин,бензин,мазут	10,5-11,5	
Природный газ	8,5-12	
Попутныенефтяныегазы	10-16	
Сжиженныегазы	12	

Себестоимость газообразного топлива сравнительно невелика, а экологически это самое чистое топливо.

Уголь – применяется какбытовое, котельное топливо и топливо для металлургических печей. Из угля получают жидкиеорганическиепродукты путем егококсования, газификации или гидрирования. Продукты коксования: каменноугольная смола – это высокоароматизированный жидкий продукт для нефтехимии.

Продукты газификации углей: синтез-газ (СО+Н₂) для реакции Фишера-Тропша с целью получения метанола или углеводов.

Продукты прямого гидрирования углей: широкая фракция ИЖТ (искусственное жидкое топливо), из которой, как из нефти, получают разные виды топлив. Однако этот метод ограничен высокой c/c готовых продуктов. Это перспектива.

В структуре топливно-энергетического баланса, как за рубежом, так и в России за последнее время доля нефти возрастает, а доля угля неуклонно снижается, быстрыми темпами растет доля природного газа, расширяется использование атомной энергии.

В настоящее время мировое потребление энергоносителей составляет: уголь – 23,7 %, нефть 26,3 %, атом – 22 %, газ – 23%. Из-за быстрого роста использования атомной энергии и природного газа произошло замедление роста доли нефти в структуре баланса некоторых стран.

Структура топливно-энергетического баланса любой страны в основном определяется уровнем и направлением развития их экономики. Страны с высоко развитой промышленностью имеют большую долю нефти в своих энергетических балансах, чем аграрные, слабо развитые страны.

Изменение структуры топливно-энергетического баланса России таково, что доля газа в нем непрерывно растет (рис. 1).

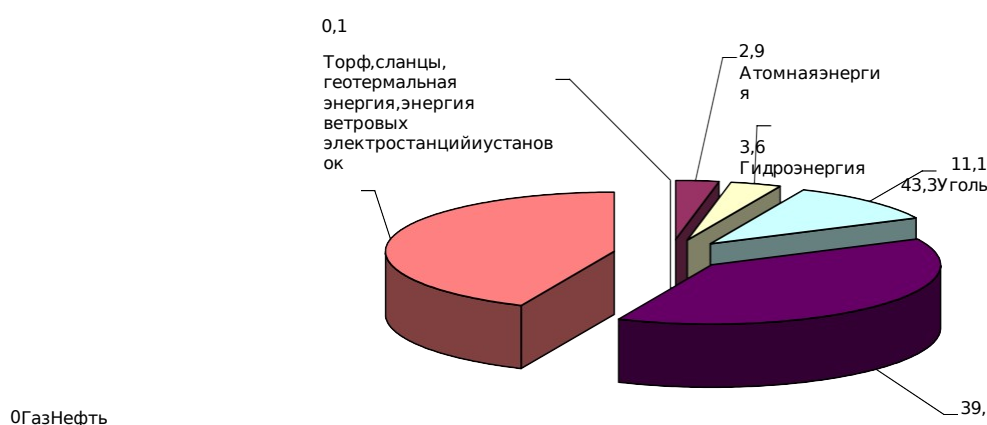


Рисунок 1 – Структура энергоносителей России

За последние 10 – 20 лет быстро наращивается добыча природного газа. Общие мировые запасы газа оцениваются в 130 – 140 трлн. м³/год, а мировая добыча составляет 1,8 млрд. м³/год. Значение нефти как основного энергоисточника постепенно уменьшается, на первые позиции выходят более экономичные и главное экологически чистые источники энергии, такие как природный газ, гидроэнергоресурсы, ресурсы атомной энергии.

Тем не менее, роль нефтепродуктов по-прежнему велика, мощности нефтехимических заводов увеличиваются, в продукции нефтепереработки растет доля сложных типов перегонки – термического и каталитического крекинга и риформинга.

История промышленной нефтепереработки берет начало в 18 веке.

В 1745 году был построен первый нефтеперегонный завод в России на реке Ухте, а в 1823 году второй завод – около г. Моздока. На этих заводах отгоняли осветительный керосин, а легко испаряющийся головной продукт перегонки – бензин и тяжелый остаток – мазут сжигали в

«мазутных» ямах, не находили им применения. Первоначально нефти перегоняли в кубах периодического действия, а с середины 80-х годов 19 века – на кубовых батареях непрерывного действия. Создателями кубовых батарей для перегонки нефти и мазута были русские инженеры: Инчик А.Ф., Шухов В.Г., Елин И.И.

В 1876 году Шухов изобрел форсунку для сжигания жидкого топлива, в результате балласт производства – мазут стал применяться как топливо для паровых котлов.

В том же году Д.И. Менделеев показал возможность получения из мазута минеральных смазочных масел перегонкой в

вакууме или в токе водяного пара. Нефтяные масла стали вытеснять животные и растительные. Русские минеральные масла широко экспортировались за границу и считались самыми высококачественными.

Появление первых автомобилей дало толчок дальнейшему развитию нефтепереработки: наряду с керосином стали получать из нефти и бензин моторное топливо для автомобилей;

благодаря открытию в 1890 году Шуховыми и Гавриловым трубчатой нефтеперегонной установки непрерывного действия.

Развитие отечественной нефтепереработки большой вклад внесли русские исследователи: Летний, Харичков, Обрядчиков, Фростидр. (термический крекинг). Велика роль ученых химиков: Зелинского, Казанского, Молдавского, Морковникова – разработали основы каталитического крекинга и кат. риформинга.

В начале 20 века почти вся добыча нефти в России была сосредоточена в районе г. Баку, который вскоре стал крупнейшим нефтяным центром Европы. В 1913 году 80 % добытой нефти приходилось на район Баку, 16% – Грозный, остальное – Урало-Эмбенский район, Фергана, Майкоп. После октябрьской революции развитие нефтяной промышленности значительно ускорилось. Инженеры и ученые во главе с Губкиным И.М. провели работу по ликвидации последствий гражданской войны и восстановлению и перевооружению нефтяной промышленности. В 1928

году – завершился восстановительный период нефтяной промышленности. Великая отечественная война – широкое внедрение карбюраторных, дизельных газотурбинных турбореактивных, турбовинтовых двигателей определило широкий размах развития нефтяной и газовой отрасли.

В послевоенный период создается и внедряется технология комплексной переработки серистых нефтей, высокосмолистых, парафинистых нефтей Восточной Сибири. Было организовано промышленное использование природных и попутных нефтяных газов для производства минеральных удобрений, спиртов, полиэтилена, полипропилена, синтетического каучука, синтетических волокон, пластмасс и др. Использование углеводородного нефтехимического сырья позволило высвободить значительное количество пищевых продуктов: зерна, картофеля, свеклы, растительных масел и животных жиров. Использование природного газа в металлургии привело к росту производительности труда и 30% экономии дорогостоящего кокса.

На базе больших запасов природных и нефтяных газов можно организовать крупнотоннажные и высокорентабельные производства этана, сжиженных газов (пропан, бутан), моторного топлива. Учитывая высокую эффективность газового сырья многие нефтедобывающие страны расширяют строительство газоперерабатывающих заводов. Природный и нефтяной газ – это еще сырье для производства дешевой серы, гелия и минеральных удобрений. Первый этап развития переработки газа – 20-40 годы – эра газового бензина (C_5 и выше), т.к. ГПЗ в этот период строили с целью извлечения газового бензина и подготовки газа к транспортировке. На ГПЗ из газа выделялась свободная влага, удалялись механические примеси, производилась сушка до заданной точности.

Второй этап: – эра сжиженных газов – 50-60 годы, т.к. ГПЗ стали строить в основном с целью извлечения сжиженных газов (пропана, бутана), которые использовались в качестве коммунально-бытового, моторного топлива и нефтехимического сырья. Третий этап – середина 60-х годов – эра этана, т.к. в этот период стали извлекать из газа товарный этан (широкая этановая фракция).

На современных ГПЗ строят комбинированные установки, на которых совмещается несколько технологических процессов, наблюдается тенденция к увеличению единичных мощностей технологических линий (Астраханский ГПЗ – 12 млрд. м³/год).

Природные энергоносители (нефть, газ) – это не только источники получения энергии, они являются также сырьевой базой химической отрасли промышленности. Д.И. Менделеев рассматривал нефть как ценнейшее химическое сырье и призывал химиков в сотрудничестве с нефтяниками исследовать её и разрабатывать новые пути её химической переработки.

Сырьевой базой промышленности органического синтеза являются газы, содержащие значительные количества этана, пропана, бутана и более тяжелых углеводородов. Этан является

сырьем в производстве этилена, который необходим при производстве пластмасс, оксида этилена и ПАВ. Так, по объему производства и структуре потребления этилена определяют уровень развития промышленности органического синтеза. В США в связи с высокой эффективностью этого сырья производство этана увеличилось в конце 60-х годов на 24-31%, а последующий ежегодный прирост составил 5-25 %.

В Западной Европе после открытия крупных месторождений повысился интерес к легкому пиролизному сырью, т. к. из этана можно производить до 25% этилена. Повышенный интерес к этому сырью объясняется тем, что использование этана в химической и нефтехимической отраслях промышленности позволяет улучшить структуру пиролизного сырья и обеспечить высокую сбалансированность производства и потребления этилена с одной стороны, бутадиена и др. побочных продуктов пиролиза бензина, с другой стороны, (этилен-полиэтилен, этилен – этиловый спирт) производства с законченным технологическим циклом. Выход этилена из этана – 70 %, из бензина – 27 %, из вакуумного газойля – 15%.

На нефтеперерабатывающих заводах пропилен содержится в газах пиролиза бензина и каталитического крекинга тяжелых нефтяных фракций. Развитие и рост этиленпотребляющих производств способствует развитию и строительству этиленовых установок большой единичной мощности. В последние годы широкое развитие получило крупнотоннажное производство кормового белка из синтетического этилового спирта методом микробиологического синтеза. Перспективным является использование этана в качестве сырья для производства винилхлорида, ацетальдегида и этилового спирта взамен промежуточного этилена. Таким образом, газовое сырье является наиболее эффективным в нефтехимической промышленности.

Другой компонент природных нефтяных газов – пропан, в США около 65% вырабатывают на ГПЗ. Используется в качестве нефтехимического (пиролизного) сырья, коммунально-бытового и моторного топлива, сушки с/х продукции. Из газов извлекают также нбутан, i-бутан, C₅, i-C₅, которые используют для производства синтетического каучука, моторного топлива, сжиженного газа.

Сырье и моторное топливо, получаемые из газа – высокоэффективны, имеют повышенный интерес на рынке, т. к. методы их получения путем углубления переработки нефти более дорогостоящие. В последнее время наметилась тенденция комплексного подхода к использованию ресурсов нефтяных и природных газов, т. к. увеличение производства моторных топлив и нефтехимического сырья будет обеспечиваться, в основном, за счет увеличения мощностей вторичных процессов переработки нефти и ввода мощностей по переработке угля, требующих большие капиталовложения.

Вопросы задания:

1. Перечислите основные источники энергии.
2. Назовите основные продукты, получаемые из нефти и газа.
3. Охарактеризуйте объемы добычи нефти и газа в странах мира.
4. Каковы объемы их переработки?
5. Перечислите требования к качеству нефтепродуктов.
6. Дайте характеристику структуры основных НПЗ мира.

Практическое занятие № 2. Характеристика современных российских нефте- и газоперерабатывающих заводов: мощность и структура нефтеперерабатывающих заводов России, их территориальное размещение; установки заводов по подготовке и переработке газа; каталитические фабрики

Цель: приобретение практических навыков, необходимых для принятия технически и экономически обоснованных решений при планировании и проведении научных исследований по проектированию технологических схем и выбору оборудования.

Формируемые компетенции: способность анализировать основные этапы закономерности исторического развития общества для формирования гражданской позиции (ОК2); готовность изучать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт по тематике исследования (ПК-20).

Актуальность темы: Актуальность практического занятия состоит в том, что знания, полученные в ходе работы, будут использованы при написании курсовых проектов и для определения оптимальных условий управления производственными процессами.

Теоретическая часть:

НПЗ представляет собой совокупность основных технологических процессов (установок, цехов, блоков), а также вспомогательных и обслуживающих служб, обеспечивающих эффективное функционирование промышленного предприятия (товарно-сырьевые, ремонтно-механические цеха, цеха КИП и А, паро-, водо- и электроснабжения, цеховые и заводские лаборатории, транспортные, пожаро- и газоспасательные подразделения, медпункты, столовые, диспетчерская, дирекция, отделы кадров, финансов, снабжения, бухгалтерия и т.д.).

Целевое назначение НПЗ – производство в требуемых объемах и ассортименте высококачественных нефтепродуктов и сырья для нефтехимии.

В России нефтеперерабатывающие заводы сооружают в местах концентрированного потребления нефтепродуктов. В прошлом перерабатывающие предприятия строились в местах добычи нефти: в Ухте, Уфе, Грозном. Однако стало ясно, что гораздо рентабельнее транспортировать сырье (нефть) к местам концентрированного потребления, чем перевозить нефтепродукты с заводов, расположенных вблизи промыслов. Поэтому, начиная с 1950-х гг. НПЗ строятся в точках, удаленных на тысячи километров от источников сырья (Рязань, Ярославль, Кириши в Ленинградской области).

В мировой практике существуют два варианта. Характерно размещение НПЗ на побережье морей и океанов, что упрощает доставку нефтяного сырья крупными танкерами из районов добычи нефти. Так, крупнейшая в США группа нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов, получающих нефть из-за рубежа, расположена в районе г. Хьюстон, на берегу Мексиканского залива, самые мощные в Европе нефтеперерабатывающие заводы находятся в г. Роттердаме (Нидерланды), на берегу Северного моря, в Уэльсе, Испании, Болгарии.

В крупных нефтедобывающих странах НПЗ сооружают на морском побережье, в конце магистральных нефтепроводов, доставляющих нефть из центральной части страны. Товарные нефтепродукты с этих НПЗ транспортируют в страны, не имеющие собственных ресурсов нефтяного сырья и импортирующие нефтепродукты. Такой вариант размещения НПЗ характерен, в частности, для стран Ближнего Востока. Этот вариант предполагается реализовать на проектируемых и строящихся российских НПЗ на берегу Черного моря (Туапсе) и Тихого океана, что позволит значительно увеличить объемы экспорта нефтепродуктов из России.

В ряде стран, включая Российскую Федерацию, получила распространение практика строительства модульных нефтеперерабатывающих заводов малой производительности (мини-НПЗ). Мощность по переработке нефти на таких заводах обычно колеблется от 50 тыс. до 1,0 млн. т нефти в год. Первые мини-НПЗ были построены в 1970-е гг. в США. В России первые мини-НПЗ были построены в середине 1990-х гг. в Татарстане, Западной Сибири, на острове Сахалин. К настоящему времени в стране существует более 200 мини-НПЗ.

Малая мощность таких предприятий делает нецелесообразным большой набор вторичных процессов, так как в этом случае капитальные и эксплуатационные затраты будут несоразмерно велики по сравнению с прибылью от реализации товарной продукции. На внутреннем рынке ужесточаются требования к качеству нефтепродуктов. Большинство мини-НПЗ сегодня могут рентабельно работать только с небольшим набором продуктов (в основном это сернистое дизтопливо и мазут, а также прямой низкооктановый бензин), и требования по качеству мини-НПЗ не выдержат.

Следует отметить, что в настоящее время в США строительство мини-НПЗ из экономических и экологических соображений запрещено, действующие в настоящее время заводы подлежат демонтажу. Исключение составляют установки, построенные в отдаленных труднодоступных арктических районах на месторождениях Аляски.

Технологическая схема НПЗ определяется потребностью в нефтепродуктах того или иного ассортимента, качеством перерабатываемого сырья, состоянием разработки тех или иных технологических процессов.

Качество сырья не имеет такого решающего значения, как это было ранее, поскольку разработаны процессы, позволяющие получать основные сорта нефтепродуктов, в том числе и высокого качества, практически из любой нефти. Однако для производства таких продуктов, как битумы, нефтяной кокс, отдельные сорта смазочных масел, требуются специальные виды сырья. Например, при современном уровне технологии из высокопарафинистых нефтей весьма сложно получить нефтяные битумы, а из высокосернистых нефтей – малосернистый электродный кокс.

Современные нефтеперерабатывающие предприятия характеризуются большой мощностью как НПЗ (исчисляемой миллионами тонн в год), так и составляющих их технологических процессов. В этой связи на НПЗ исключительно высоки требования к уровню автоматизации технологических процессов, надежности и безопасности оборудования и технологии, квалификации обслуживающего персонала. На 2018 г. в нашей стране насчитывается 32 НПЗ и 80 мини-НПЗ общей мощностью 270 млн. т. В ТОП-10 входят:

1. «Газпромнефть-ОНПЗ» (Омский, мощность 20,9 млн. т, глубина переработки 91,5%, а к 2020 - 97%),
2. «Киришинефтеоргсинтез» (Ленинградская область, 20,1, 54,8%),
3. «Рязанская нефтеперерабатывающая компания» (18,8, 68,6%),
4. «Лукойл-Нижегороднефтеоргсинтез» (Кстово, 17,75%),
5. «Лукойл-Волгограднефтепереработка» (15,7, 93%),
6. «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез» (Ново-Ярославский 15,66%),
7. «Лукойл-Пермнефтеоргсинтез» (13,1, 88%),
8. «Газпромнефть-Московский НПЗ» (12,5, 75%),
9. «РН-Туапсинский НПЗ» (12,54%),
10. «Ангарская нефтехимическая компания» (Иркутская область, 10,2, 73,8%).

Мощность НПЗ зависит от многих факторов, прежде всего от потребности в тех или иных нефтепродуктах экономического района их потребления, наличия ресурсов сырья и энергии, дальности транспортных перевозок и близости соседних аналогичных предприятий.

Общеизвестно, что крупные предприятия экономически более эффективны, чем мелкие. На крупных НПЗ создаются благоприятные предпосылки для сооружения мощных высокоавтоматизированных технологических установок и комбинированных производств на базе крупнотоннажных аппаратов и оборудования для более эффективного использования сырьевых, водных и земельных ресурсов и значительного снижения удельных капитальных и эксплуатационных расходов. Однако при чрезмерной концентрации нефтеперерабатывающих (и нефтехимических) предприятий пропорционально росту мощности возрастает радиус перевозок, удлиняется продолжительность строительства и, что особенно недопустимо, ухудшается экологическая ситуация внутри и вокруг НПЗ.

Отличительной особенностью НПЗ является получение разнообразной продукции из исходного нефтяного сырья. Считается, что на НПЗ средней мощности (5-7 млн. т/год) каждый процесс должен быть представлен одной технологической установкой. Однако при такой технологической структуре НПЗ связи между процессами становятся весьма жесткими, резко повышаются требования к надежности оборудования, системе контроля и автоматизации, сроку службы катализаторов. В современной практике проектирования и строительства НПЗ большой мощности (10-15 млн. т/год) предпочтение отдается двухпоточной схеме переработки нефти, когда

каждый процесс представлен двумя одноименными технологическими установками. При этом процесс, для которого ресурсы сырья ограничены при данной мощности НПЗ, может быть представлен одной технологической установкой (алкилирование, коксование, висбрекинг, производство серы и др.).

Наряду с заводами, перерабатывающими 5-15 млн. тонн нефти в год имеются как заводы-гиганты (20-25 млн. т/год), так и небольшие заводы, перерабатывающие 3-5 млн. т/год сырой нефти. Мощность завода обычно определяется мощностью головных установок первичной перегонки нефти.

Ассортимент нефтепродуктов НПЗ исчисляется обычно сотней наименований. Характерно, что в большинстве технологических процессов производятся преимущественно только компоненты или полупродукты. Конечные товарные нефтепродукты получают, как правило, путем компаундирования нескольких компонентов, производимых на данном НПЗ, а также добавок и присадок. Это обуславливает необходимость иметь в составе НПЗ разнообразный набор технологических процессов с исключительно сложной взаимосвязью по сырьевым, продуктовым и энергетическим потокам.

По ассортименту выпускаемых нефтепродуктов нефтеперерабатывающие предприятия принято классифицировать на следующие группы (профили):

1. НПЗ топливного профиля;
2. НПЗ топливно-масляного профиля;
3. НПЗ топливно-нефтехимического профиля (нефтехимкомбинаты);
4. НПЗ (нефтехимкомбинаты) топливно-масляно-нефтехимического профиля.

Среди перечисленных выше нефтеперерабатывающих предприятий наибольшее распространение имеют НПЗ топливного профиля, поскольку по объемам потребления и производства моторные топлива значительно превосходят как смазочные масла, так и продукцию нефтехимического синтеза. Естественно, комплексная переработка нефтяного сырья (то есть топливно-масляно-нефтехимическая) экономически более эффективна, по сравнению с узкоспециализированной переработкой, например, чисто топливной.

Глубина переработки нефти наряду с мощностью и ассортиментом нефтепродуктов является важным показателем НПЗ.

Глубина переработки нефти (ГПН) - показатель, характеризующий эффективность использования сырья. По величине ГПН можно косвенно судить о насыщенности НПЗ вторичными процессами и структурой выпуска нефтепродуктов. Разумеется, что НПЗ с высокой долей вторичных процессов располагает большей возможностью для производства из каждой тонны сырья большего количества более ценных, чем нефтяной остаток, нефтепродуктов и, следовательно, для более углубленной переработки нефти.

Общепризнан во многих странах, в том числе в России, метод, выражаемый формулой: $G_{\text{пн}} = [N - (M + P + C_{\text{гт}})] \cdot 100 / N$, где $G_{\text{пн}}$ - глубина переработки нефти в %; N - количество переработанной нефти;

M - количество валового топочно-гомазута от переработанной нефти; P - количество безвозвратных потерь от того же количества нефти; $C_{\text{гт}}$ - количество сухого газа от нефти, использованного как топливо.

Такой подход позволяет оценивать величину $G_{\text{пн}}$ независимо от вида перерабатываемой нефти и набора технологических процессов. В США и Западной Европе значение $G_{\text{пн}}$ в среднем составляет 90%, в России - приблизительно 70% и растет незначительно.

Пути углубления переработки нефти включают в первую очередь глубокую первичную переработку нефти на АВТ, а затем комплекс вторичных термokatалитических процессов с максимальным выходом топливных дистиллятов. Сырьем процессов вторичной переработки могут служить дистилляты первичной перегонки, непосредственно мазути или же продукты вакуумной перегонки - вакуумный газойль и гудрон. Следует заметить, что во всех вторичных процессах в составе углеводородного газа определенную долю составляет сухой газ C_1-C_2 , обычно сжигаемый

как технологическое топливо. Поскольку в формуле он является вычитаемым компонентом, то высокий выход сухого газа существенно уменьшает глубину переработки нефти. Углубление переработки нефти, с одной стороны, позволяет решить проблему увеличения ресурсов моторных топлив, а с другой - обуславливает резкое сокращение выработки котельных топлив, так как мазут является основным компонентом этих топлив. Возмещение сокращающейся доли мазута идет несколькими путями, среди которых следует отметить следующие:

- перевод крупных потребителей энергии и металлургии на природный газ;
- вовлечение в котельные топлива тяжелых газойлей вторичных процессов (если они не используются для тяжелых судовых дизельных топлив);
- уменьшение доли электроэнергии, вырабатываемой на тепловых электростанциях, потребляющих жидкое топливо, и возмещение этого уменьшения долей АЭС.

Понятие глубины переработки нефти, выраженное в виде выше приведенного уравнения, несколько условно, так как выход непревращенного остатка, в том числе котельного топлива, зависит не только от технологии нефтепереработки, но и, с одной стороны, от качества нефти и с другой, от того, как будет использоваться нефтяной пек, судовое и газотурбинное топливо и т.д. Так, даже при неглубокой переработке путем только атмосферной перегонки легкой Марковской нефти, содержащей 95,7% суммы светлых, ГПН составит более 90%, в то время как при углубленной переработке до гудрона Арланской нефти с содержанием суммы светлых 43% этот показатель составит менее 70%. Исходя из этих соображений были предложения характеризовать ГПН по величине отбора светлых нефтепродуктов только вторичными процессами (гидрокрекинг, каталитический крекинг и т.д.) из фракций нефти, выкипающих выше 350 °С (то есть из мазута). В соответствии с этой методикой переработка нефти атмосферной перегонкой будет соответствовать нулевой глубине переработки.

За рубежом глубину переработки нефти определяют преимущественно как суммарный выход светлых нефтепродуктов от нефти, то есть имеется в виду глубина топливной переработки нефти.

Величину отбора светлых определяют по формуле:

$$C = (B + K + D + A + ЖП + СГ + Р) / Н$$
 где B, K, D, A, ЖП, СГ, Р - количество получаемых на НПЗ соответственно бензинов (автомобильных и авиационных), керосинов, дизельных топлив, ароматических углеводородов, жидких парафинов, сжиженных газов, растворителей, тыс. т/год; Н - мощность тыс. т/год.

В современной нефтепереработке принято НПЗ подразделять (без указания разграничивающих пределов ГПН) на 2 типа: с неглубокой и глубокой переработкой нефти.

Такая классификация недостаточно информативна, особенно относительно НПЗ типа глубокой переработки нефти: неясно, какие именно вторичные процессы могут входить в его состав.

По способу углубления переработки нефти нефтеперерабатывающему заводу можно дать определение: НПЗ -

совокупность технологических процессов, в которых осуществляется последовательное (ступенчатое) извлечение, обогащение и физико-химическая переработка дистиллятных фракций нефти и, соответственно, концентрирование остатков (до мазута, гудрона, тяжелого гудрона, глубокой вакуумной перегонки, асфальта, кокса и т.д.). Поэтому признаку удобно классифицировать НПЗ на следующие 4 типа:

- 1) НПЗ неглубокой переработки (НГП);
- 2) НПЗ углубленной переработки (УПН);
- 3) НПЗ глубокой переработки (ГПН);
- 4) НПЗ безостаточной переработки (БОП).

Качество перерабатываемого нефтяного сырья оказывает существенное влияние на технологическую структуру и технико-экономические показатели НПЗ. Легче и выгоднее перерабатывать малосернистые и легкие нефти с высоким потенциальным содержанием светлых, чем сернистые и высокосернистые, особенно с высоким содержанием смолисто-асфальтеновых

веществ, переработка которых требует большей насыщенности НПЗ процессами обогащения. Завышенные затраты на переработку низкосортных нефтей должны компенсироваться заниженными ценами на них.

Одним из важных показателей НПЗ является также соотношение дизельного топлива: бензины (ДТ:Б). На НПЗ неглубокой переработки это соотношение не поддается регулированию, и оно обуславливается потенциальным содержанием таких фракций в перерабатываемой нефти. На НПЗ углубленной или глубокой переработки нефти требуемое соотношение ДТ:Б регулируется включением в состав завода вторичных процессов, обеспечивающих выпуск компонентов автобензинов и дизельных топлив в соответствующих пропорциях. Так, НПЗ преимущественно бензинопроизводящего профиля комплектуется, как правило, процессами каталитического крекинга и алкилирования. Для преобладающего выпуска дизельных топлив в состав НПЗ обычно включают процесс гидрокрекинга.

Поточные схемы НПЗ

Под термином «поточная схема» подразумевается определенная последовательность технологических процессов НПЗ. Условно эти процессы разделены на следующие группы:

- 1) первичная переработка (обессоливание и обезвоживание, атмосферная и атмосферно-вакуумная перегонка нефти, вторичная перегонка бензинов, дизельных и масляных фракций);
- 2) термические процессы (термический крекинг, висбрекинг, коксование, пиролиз);
- 3) термокаталитические процессы (каталитический крекинг и риформинг, гидроочистка, гидрокрекинг, селектоформинг);
- 4) процессы переработки нефтяных газов (алкилирование, полимеризация, изомеризация);
- 5) процессы производства масел и парафинов (деасфальтизация, депарафинизация, селективная очистка, адсорбционная и гидрогенизационная доочистка);
- 6) процессы производства битумов, пластичных смазок, присадок, нефтяных кислот, сырья для получения технического углерода;
- 7) процессы производства ароматических углеводородов (экстракция, гидродеалкилирование, деалформинг, диспропорционирование).

При разработке поточной схемы конкретного НПЗ, т.е. набора технологических установок, определяющего структуру завода, учитывается следующее:

- качество поступающей нефти, которое определяет возможность получения максимального количества топлив и масел, а также битума, кокса и других продуктов (содержание серы в нефти и ее фракциях определяет долю гидрогенизационных процессов в схеме завода);
- потребность в тех или иных нефтепродуктах в данном регионе;
- соотношение объемов получаемых топлив – бензина, реактивного, дизельного и котельного; – потребность нефтехимической промышленности в отдельных видах сырья для нефтехимического синтеза (НХС).

В зависимости от ассортимента получаемой продукции, сочетания технологических производств, характера схемы нефтеперерабатывающих заводов делят на топливные, топливно-масляные, заводы с нефтехимическими производствами. На рис. 1-3 изображены три схемы потоков современных НПЗ. Заводы топливного профиля работают по двум вариантам: глубокая (с максимальным получением светлых нефтепродуктов) и неглубокая переработка.

При неглубокой переработке нефти по топливному варианту (рис.1) наряду со светлыми нефтепродуктами получают значительный выход остатка – котельного топлива. Подобные схемы сосравнительно небольшим набором установок применяются в тех странах и регионах, в которых высок спрос на котельное топливо.

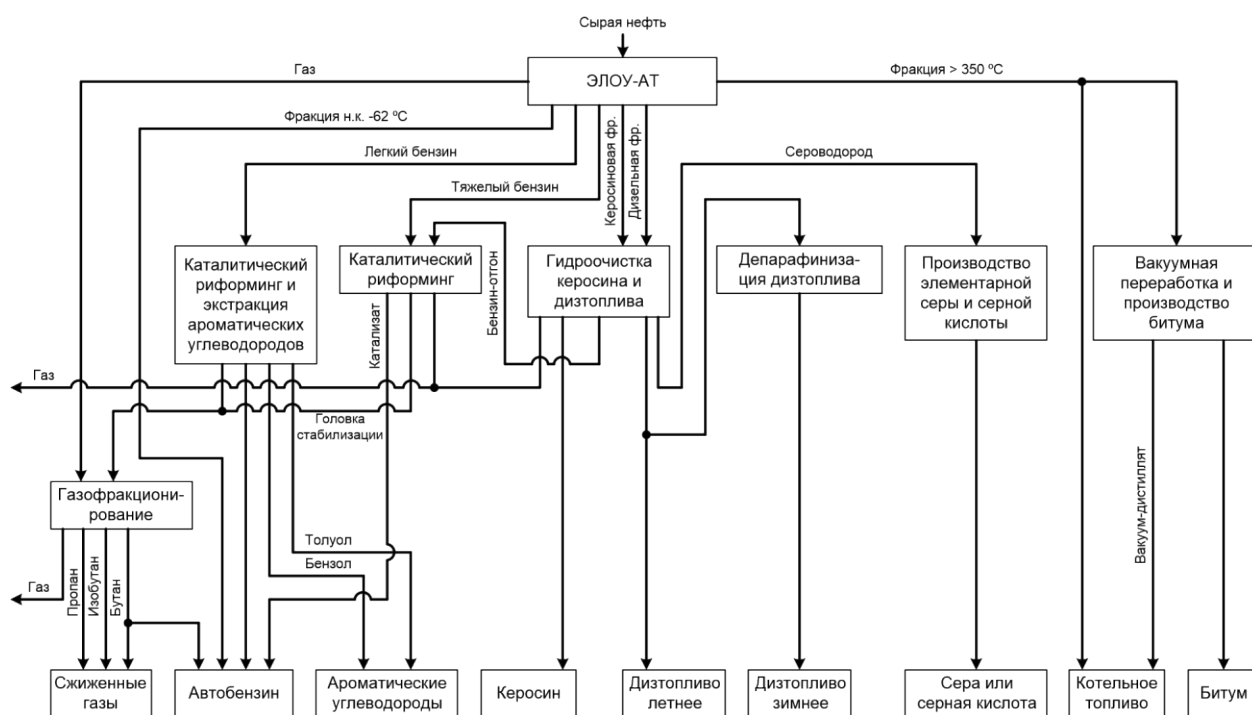


Рисунок 1 – НПЗ топливного профиля с глубокой переработкой нефти

Из нефти выделяют изначально содержащиеся в ней светлые дистиллятные фракции, которые затем облагораживают с применением вторичных процессов - каталитического риформинга, изомеризации, гидроочистки. В схеме завода предусмотрено также получение жидкого парафина - сырья для биохимических производств и битума.

Для современных и перспективных НПЗ характерна глубокая переработка нефти, при которой необходимо включение в схему процессов переработки тяжелого сырья – фракций и остатков вакуумной перегонки – каталитического, термического крекинга, гидрокрекинга, т.е. деструктивной переработки. Это позволяет значительно углубить переработку нефти, в первую очередь повысить выработку моторных топлив.

Пример завода с глубокой переработкой нефти по топливному варианту приведен на рис. 2.

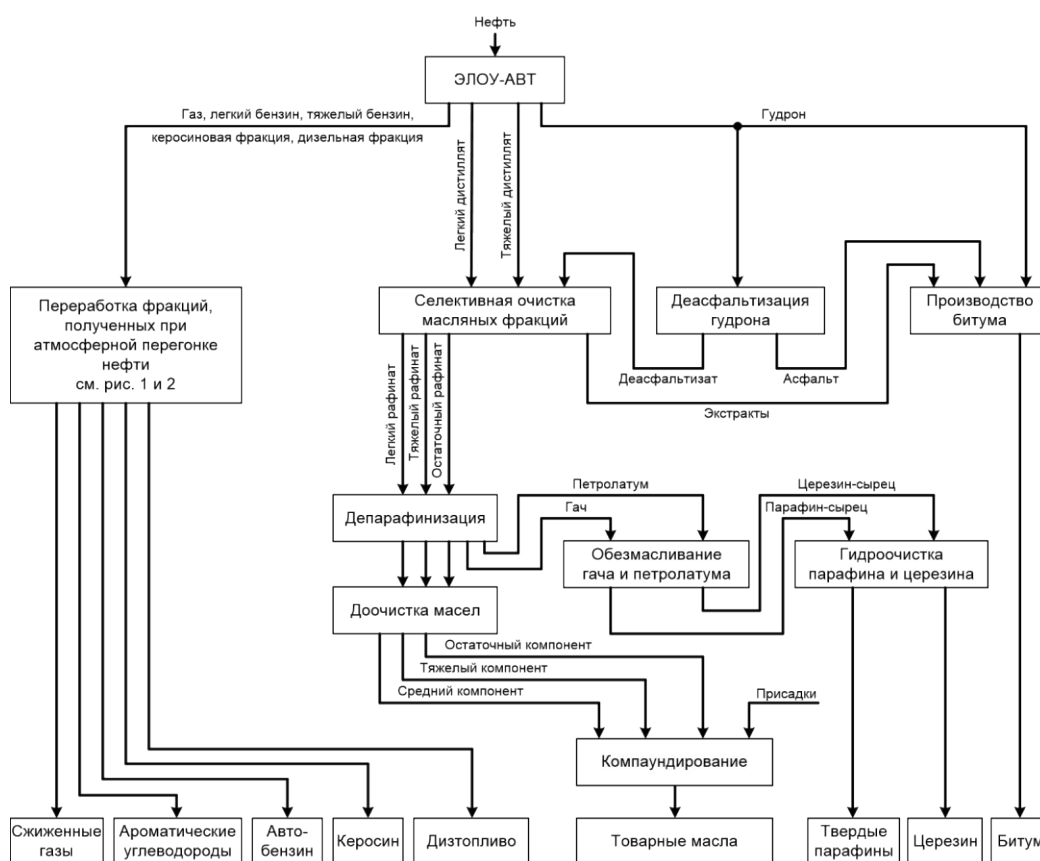


Рисунок 3—НПЗ топливно-масляного профиля переработки нефти

Вопросы задания:

1. Дайте характеристику современных российских нефте- и газоперерабатывающих заводов: мощность и структура нефтеперерабатывающих заводов России, их территориальное размещение.
2. Назовите основные установки и заводы по подготовке и переработке газа; каталитические фабрики.
3. Перечислите основные показатели работы НПЗ.
4. Опишите основные поточные схемы НПЗ.

Практическое занятие №3. Общие сведения о хранении, промышленной подготовке и транспорте нефти и газа

Цель: приобретение практических навыков, необходимых для принятия технически и экономически обоснованных решений при планировании и проведении научных исследований по проектированию технологических схем и выбору оборудования.

Формируемые компетенции: способность анализировать основные этапы из закономерности исторического развития общества для формирования гражданской позиции (ОК2); готовность изучать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт по тематике исследования (ПК-20).

Актуальность темы: Актуальность практического занятия состоит в том, что знания, полученные в ходе работы, будут использованы при написании курсовых проектов и для определения оптимальных условий управления производственными процессами.

Теоретическая часть:

К основным объектам общезаводского хозяйства (ОЗХ) современных НПЗ относятся объекты, показанные на рис. 1:



Рисунок 1—Объекты общезаводского хозяйства НПЗ

Объекты ОЗХ занимают большую часть территории предприятия, а стоимость их строительства превышает 40 % от общей стоимости заводов. Состав объектов ОЗХ зависит от профиля предприятия, его технологической схемы. Например, на заводах топливно-масляного профиля заметное место принадлежит узлам приготовления товарных масел, приема многочисленных присадок со стороны, хранения и затаривания твердых парафинов и т. д. На заводах топливного профиля предусматриваются узлы приема, хранения и приготовления присадок к автомобильным и дизельным топливам.

В проектах технологических объектов общезаводского хозяйства особое внимание уделяется вопросам охраны окружающей среды, в частности, сокращению выбросов вредных веществ в атмосферу. В связи с этим предусматриваются технологические решения, обеспечивающие герметизацию оборудования для хранения, перекачивания и налива нефтепродуктов.

Ведущую роль при проектировании объектов общезаводского хозяйства нефтеперерабатывающих заводов играют технологи, они увязывают все технологические потоки - какосновные, так и побочные, вторичные и возвратные, определяют направления их использования или утилизации. От поточной схемы завода зависят набор и состав технологических объектов общезаводского хозяйства. Эти объекты проектируют:

1. для приема компонентов товарной продукции от технологических установок и производства на их базе высококачественных товарных нефтепродуктов, удовлетворяющих мировым требованиям; при этом в проектах предусматривают оптимизацию процессов смешения с целью получения продукции с наилучшими экономическими показателями;
2. для приема, хранения и перекачивания сырья, промежуточных и товарных нефтепродуктов;
3. для обеспечения технологических установок сырьем, энергоресурсами, реагентами и катализаторами;
4. для утилизации побочных и возвратных продуктов.

При проектировании необходимо учитывать жесткие экологические требования, предъявляемые к технологическим операциям.

Для определения мер промышленной безопасности при проектировании технологических объектов общезаводского хозяйства технологи рассчитывают параметры волны давления при сгорании газо- и паровоздушных смесей; энергетические потенциалы взрывоопасноеTM технологических блоков, определяющие объем оснащения этих блоков средствами контроля за взрывоопасными параметрами и противоаварийной защиты и учитываемые при компоновке

сооружений; размеры зон, ограниченных нижним концентрационным пределом воспламенения горючих газов и паров при их аварийном поступлении (результаты расчета указывают в проекте и учитывают при разработке плана ликвидации аварийных ситуаций (ПЛАС)). Рассчитывают также интенсивность теплового излучения и время существования "огненного шара"; результаты расчета также указывают в проекте и учитывают при разработке ПЛАС. **Прием и хранение сырья.**

Сырье поставляется на НПЗ по магистральным трубопроводам, железной дороге, водным (танкеры, баржи) и автомобильным (автоцистерны) транспортом.

Трубопроводный транспорт нефти и нефтехимического сырья. Трубопроводным транспортом в России перекачивается свыше 90 % сырой нефти. Общая протяженность нефтепроводов превышает 46 тыс. км, для перекачки нефти используется свыше 385 перекачивающих станций. Средняя дальность перекачки нефти достигла 1400 км. Все основные нефтеперерабатывающие заводы России связаны трубопроводными магистралями с районами добычи нефти. Пропускная способность нефтепровода определяется мощностью НПЗ, а диаметр, кроме того, зависит от схемы перекачивания, нефти (непрерывная или периодическая). При расширении НПЗ зачастую оказывается необходимым предусмотреть увеличение пропускной способности нефтепровода. Эта задача решается прокладкой параллельных трубопроводов на всей протяженности нефтепровода или на отдельных наиболее перегруженных участках.

Для организации учета и контроля подачи нефти на НПЗ непосредственно перед предприятием (а иногда и на его территории) размещают приемосдаточный пункт. В состав пункта входят: площадка приема шара - специального устройства, которое время от времени прогоняется по нефтепроводу с целью очистки трубы от парафинистых отложений и грязи; фильтры-грязеуловители и счетчики. Показания счетчиков служат для контроля количества поступающей на НПЗ нефти. Они передаются на головную перекачивающую станцию нефтепровода и на центральный диспетчерский пункт НПЗ. Перед фильтрами приемосдаточного пункта устанавливают предохранительные клапаны для защиты последних участков нефтепровода от разрыва. Причиной разрыва может быть недопустимо высокое давление, возникающее вследствие закрытия задвижки перед приемосдаточным пунктом. Сброс от предохранительных клапанов направляют в резервуары сырьевой базы НПЗ.

С приемосдаточного пункта нефть подают в резервуары сырьевой базы НПЗ. Участок нефтепровода от пункта до резервуаров является собственностью НПЗ. Этот трубопровод, как правило, прокладывают в земле и выводят на поверхность перед резервуарами. На территории НПЗ трубопровод прокладывают надземно.

Транспорт сырья по железной дороге. Нефть на НПЗ подают в железнодорожных цистернах маршрутами, грузоподъемность которых определяется путевым развитием и пропускной способностью сети железных дорог. Для перевозки нефти используются цистерны различных типов - четырех-, шести- и восьмиосные. От соотношения в маршруте цистерн разных типов зависит длина маршрута. Длина маршрута достигает 720 м, а грузоподъемность - 3900 т.

На вновь строящихся НПЗ проектируют для приема нефти двухсторонние сливные эстакады длиной 360 м, вдоль которых устанавливают состав после его расцепки на две части. С целью более полного использования территории и уменьшения капитальных и эксплуатационных затрат практикуется оснащение железнодорожных эстакад устройствами для слива нефти и налива нефтепродуктов - мазута или дизельного топлива. В этом случае эстакада называется сливноналивной, и на ней поочередно осуществляется слив нефти и налив нефтепродукта. На рис. 2 изображена комбинированная двухсторонняя железнодорожная эстакада для слива нефти и налива темных нефтепродуктов.

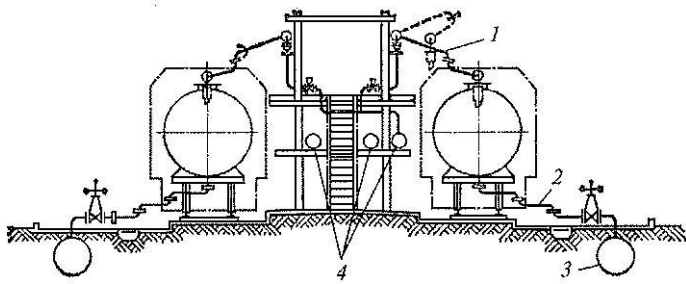


Рисунок 2 – Комбинированная двухсторонняя железнодорожная эстакада для слива нефти и наливов нефтепродуктов

1 – наливной стояк; 2 – установка нижнего слива нефти; 3 – коллектор слива нефти; 4 – коллекторы темных нефтепродуктов

Цистерны для перевозки нефти оснащены нижними сливными патрубками, к которым подводят и герметично присоединяют установку для нижнего слива (налива), представляющую собой систему шарнирно сочлененных труб.

Из сливной установки нефть поступает в сливной трубопровод. Ранее сливным трубопроводом нефть передавалась в резервуары, расположенные ниже отметки рельса ("нулевые" резервуары). Вместимость этих резервуаров принималась такой, чтобы обеспечить слив всего маршрута. Из "нулевых" резервуаров нефть забирали насосами заглубленной насосной и подавали в резервуары сырьевой базы завода.

Практика показала, что в сооружении "нулевых" резервуаров и заглубленных насосных нет необходимости. Следует предусматривать поступление нефти от сливных приборов к насосам, расположенным на поверхности земли через сливную буферную емкость вместимостью 100-200 м³.

Однако при этом особое внимание необходимо уделять расчету гидравлических сопротивлений сливного трубопровода, учитывать всасывающую способность сырьевого насоса.

При проектировании сливных и наливных железнодорожных эстакад следует учитывать требования, установленные "Правилами перевозки железнодорожным транспортом грузов наливом в вагонах-цистернах и вагонах бункерного типа для перевозки нефтебитума", утвержденными приказом Министерства путей сообщения № 25 от 18 июня 2003 г.

В зимнее время слив некоторых сортов нефтей и других продуктов, обладающих высокой температурой застывания, затруднен, поскольку они поступают на пункты слива загустевшими. Для разогрева нефти в цистернах предусматривают паровые гидромеханические подогреватели, электрогрелки, погружные змеевиковые подогреватели, а также системы циркуляционного разогрева, сущность работы которых заключается в том, что холодный продукт, забираемый из цистерны, подогревается в специальном теплообменнике и в горячем состоянии возвращается в цистерну. Учитывая недостаточную эффективность вышеупомянутых способов непрямого разогрева, в проектах следует также предусматривать подачу в цистерну строгого пара. Желательно для перевозки продуктов, обладающих высокой температурой застывания, использовать цистерны с паровой рубашкой.

Промывочно-пропарочные станции. Для подготовки цистерн под налив и ремонта цистерн предназначены промывочно-пропарочные станции (ППС), которые проектируют в составе НПЗ. Заданием на проектирование ППС устанавливают суточную программу по очистке и промывке цистерн и бункерных полувагонов, оговаривают виды очистки (горячая или холодная).

Обычно ППС на НПЗ должны ежесуточно обрабатывать 400-600 цистерн и 50-100 полувагонов. На ППС предусматривается проведение следующих операций: удаление остатка светлых нефтепродуктов; пропарка котлов цистерн с одновременным сливом остатков темных нефтепродуктов; промывка горячей водой внутренних стенок котлов цистерн; удаление промывочных вод с помощью вакуумных установок; дегазация котлов цистерн вентиляционной установкой; обезвреживание слитых остатков темных нефтепродуктов; очистка сточных вод.

Водный транспорт сырья. Перевозка нефти и нефтепродуктов по воде осуществляется в самоходных нефтеналивных судах, морских и речных танкерах, а также в несамоходных морских (лихтеры) и речных (баржи) судах. Внутренним водным транспортом перевозится более 60 млн. т нефтепродуктов: основной объем речных перевозок нефти и нефтепродуктов приходится на Волго-Камский и Обь-Иртышский бассейны. Сырая нефть перевозится с полуострова Мангышлак и из Махачкалы в Волгоград, а также из Самары в районы Черного, Балтийского и Каспийского морей.

Для создания благоприятных условий слива нефти и для предотвращения загрязнения водоемов устраиваются специальные нефтяные гавани, в которых сооружаются пристани, пирсы или причалы. Гавани могут быть естественными (бухты, заливы, затоны) или искусственными.

Хранение сырья. Для хранения нефти на НПЗ предназначаются сырьевые резервуарные парки. По нормам технологического проектирования предлагалось предусматривать в проектах такую вместимость парков, чтобы она обеспечивала бесперебойную работу НПЗ, получающего нефть по нефтепроводу, в течение 7 сут. Если предприятие снабжается нефтью по железной дороге или водным путем, вместимость сырьевых парков должна быть увеличена. Величина нормативного запаса оговаривается в задании на проектирование.

Для предотвращения потерь нефти и бензиновых фракций от испарения их хранят в резервуарах с плавающими крышами или понтонами, такое решение позволяет сократить потерю на 98 % и выше.

Использование резервуаров с плавающими крышами и понтонами представляет собой наиболее простое решение по сравнению с другими, применяемыми для герметизации "дыханий" резервуаров. При этом концентрация углеводородных паров в газовом пространстве снижается по сравнению с нижним концентрационным пределом растворения (что обеспечивается наличием естественной вентиляции надпонтонного пространства), существенно повышается пожарная безопасность, сводятся к минимуму потери нефтепродуктов в атмосферу.

Однако при необходимости исключения контакта продукта с воздухом или в других особых случаях (например, при хранении нефтей с высоким содержанием парафинов, которые могут препятствовать движению понтона, и одновременно с высоким давлением насыщенных паров, не допускающим нагрева нефти) применяют схемы газовой обвязки резервуаров как с азотной "подушкой", так и с закрытым дыханием на факел или в сеть топливного газа.

На сырьевых базах НПЗ обычно устанавливают резервуары объемом 20-50 тыс. м³. Число резервуаров определяется общей вместимостью парка и принятым единичным объемом резервуара. При проектировании сырьевых складов НПЗ руководствуются СНиП 2.11.03-93. "Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы".

Этот нормативный документ разработан для использования при проектировании складов нефти и нефтепродуктов; его допускается применять при проектировании складов легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, условия хранения которых в зависимости от их свойств сходны с условиями хранения нефти и нефтепродуктов.

СНиП 2.11.03-93, однако, не распространяется на проектирование складов (товарных баз) сжиженных газов, нефтепродуктов с упругостью паров выше 93,6 кПа (700 мм рт. ст.) при 20 °С, складов синтетических жирозаменителей, подземных хранилищ в горных породах, отложениях каменной соли, ледогрунтовых хранилищ.

На складах СУГ и ЛВЖ под давлением распространяются требования "Правил безопасности для складов сжиженных углеводородных газов и легковоспламеняющихся жидкостей под давлением" ПБ 09-566-03.

СНиП 2.11.03-93 делит склады нефти и нефтепродуктов на две группы, причем товарно-сырьевые склады НПЗ отнесены к первой группе. Склады первой группы подразделяются на три категории в зависимости от общей вместимости. В СНиП регламентированы расстояния от зданий и сооружений складов (товарно-сырьевых баз) до зданий и сооружений соседних предприятий, жилых и общественных зданий, расстояния от резервуаров для нефти и

нефтепродуктов до зданий и сооружений склада (сливноналивных устройств, насосных, канализационных сооружений, складов для нефтепродуктов в мелкой таре и. т. п.), расстояния от зданий и сооружений склада до трубопроводов. СНиП 2.11.03-93 рекомендует размещать резервуары группами, устанавливает предельную вместимость резервуаров в группе и расстояния между стенками резервуаров, расположенных в одной и соседних группах. **Приготовление товарной продукции.**

Товарная продукция, вырабатываемая на НПЗ, может быть условно разделена на две группы:

- 1) продукция, производимая непосредственно на технологических установках; 2) продукция, приготавливаемая из различных компонентов.

Непосредственно на установках НПЗ вырабатывают индивидуальные углеводородные фракции C_3 - C_5 (пропановую, бутановые, пентановые), ароматические углеводороды (бензол, толуол, индивидуальные ксилолы), различные марки твердых парафинов, присадки к маслам и т.

Значительное количество крупнотоннажных товарных продуктов - бензин, дизельное и котельное топлива, смазочные масла - получают на НПЗ смешением (компаундированием) из компонентов, вырабатываемых на различных установках. Так, для приготовления автомобильных бензинов на некоторых НПЗ используют до 10-15 компонентов.

Для осуществления операций по приготовлению товарной продукции из компонентов проектируются специальные объекты, на которых используются следующие основные методы компаундирования:

- 1) циркуляционный-приготовление производится в смесительных резервуарах;
- 2) смешение в аппаратах с перемешивающими устройствами; 3) непосредственное смешение в трубопроводах.

Более эффективным является приготовление товарной продукции смешением на потоке. Для каждого НПЗ разрабатываются индивидуальные проекты автоматизированных систем (автоматических станций) смешения. Схема автоматической станции смешения, на которой приготавливается продукт из трех компонентов, приведена на рис. 3. В состав оборудования станции входят: компонентные резервуары, насосы, фильтры для очистки компонентов от механических примесей, газоотделители (применяются при приготовлении бензинов), измерители расхода, регулирующие клапаны, обратные клапаны.

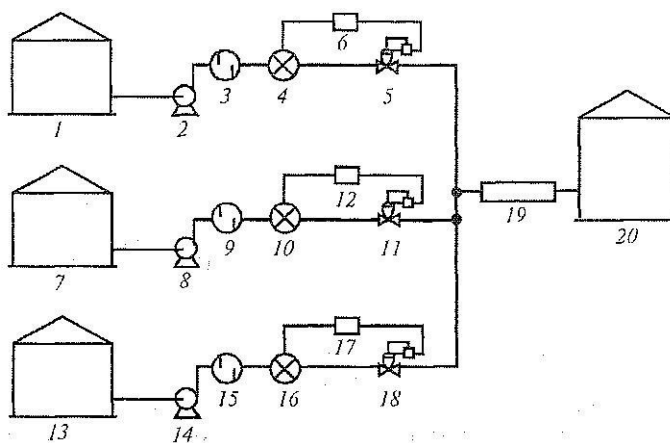


Рисунок 3—Схема автоматической станции смешения

1, 7, 13 – компонентные резервуары; 2, 8, 14 – насосы; 3, 9, 14 – фильтры; 4, 10, 16 – расходомеры; 6, 12, 18 – регуляторы; 5, 11, 17 – регулирующие клапаны; 19 – смесительный коллектор; 20 – товарный резервуар

В состав автоматических станций смешения на потоке также входят анализаторы (для определения качества продукции, получаемой на потоке) и модули управления процессом смешения.

Объем резервуарного парка для хранения компонентов обуславливается производительностью станции смешения, необходимостью остановки для профилактического осмотра и ремонта, потребностью во времени для лабораторного анализа. Оптимальные условия эксплуатации, как показывает практика, обеспечиваются при наличии 2-3 резервуаров для каждого компонента, общая вместимость которых соответствует 16-20-часовой выработке этого компонента.

Для перекачки каждого компонента следует предусматривать индивидуальные насосы, причем желательно, чтобы одним насосом компонент перекачивался в разные смешительные коллекторы.

В качестве измерителей расхода на станциях смешения применяются объемные счетчики или турбинные расходомеры. При разработке проектов станций смешения следует стремиться к тому, чтобы максимальная производительность по компоненту не превышала 75 % от пропускной способности расходомера, а минимальная не была близка к нижнему пределу пропускной способности.

Соответствие товарных нефтепродуктов современным, а тем более перспективным мировым требованиям не может быть достигнуто без ввода высококачественных компонентов и присадок, обеспечивающих необходимые эксплуатационные и экологические свойства нефтяных топлив и смазочных масел.

Увеличение спроса на товарные топлива и смазочные масла с улучшенными потребительскими свойствами, а также ужесточение экологических требований инициировали резкий рост ассортимента присадок, вводимых в базовые продукты на станциях смешения.

Поскольку номенклатура присадок и высококачественных компонентов весьма обширна и продолжает расширяться, проекты станций смешения товарных нефтепродуктов все более усложняются. В составе этих станций помимо узлов приема и хранения смешиваемых компонентов предусматривают приборы контроля основных параметров качества смешанных продуктов на потоке с автоматической обратной связью на коррекцию соотношения в них компонентов.

Хранение товарной продукции.

Хранение и отгрузка основного количества товарной продукции на НПЗ производится через товарно-сырьевые базы (ТСБ) предприятий. Отдельные виды продукции (битумы, элементную серу, нефтяной кокс) отправляют потребителям непосредственно с технологических установок. При проектировании предприятия следует стремиться к тому, чтобы объекты по хранению и отгрузке продукции были сосредоточены в одном месте, что облегчает управление товарной базой, упрощает работу железнодорожного транспорта. Исключение делают для объектов по отгрузке сжиженных газов, которые в соответствии с нормами технологического проектирования резервуарных парков сжиженных газов следует размещать на расстоянии не менее 300 м от границы предприятия.

Вместимость товарных складов (парков) зависит от сроков хранения. Рекомендуется, чтобы товарные парки обеспечивали возможность приема и хранения в них 15-суточной выработки каждого из товарных нефтепродуктов. Если отгрузка товарных нефтепродуктов потребителям производится по трубопроводам, срок хранения может быть сокращен до 7 сут.

Исходя из отечественной практики проектирования складов сжиженных газов рекомендуется следующий объем для каждого из хранимых видов СУГ: □ при приеме и отгрузке по железной дороге - на трое суток; □ при приеме и отгрузке по трубопроводу - на двое суток.

Число устанавливаемых резервуаров зависит от количества подлежащего хранению продукта и единичной вместимости выбранного резервуара. Экономически целесообразно устанавливать меньшее число резервуаров большей вместимости. Так, расход металла на сооружении шести резервуаров по 10 тыс. м³ составляет 955 т, а при строительстве трех резервуаров по 20 тыс. м³ - 825 т. Сооружение резервуаров большей вместимости взамен мелких позволяет также уменьшить территорию, занимаемую парками.

Для каждого вида товарной продукции рекомендуется предусматривать не менее трех резервуаров (в один поступает товарная продукция, второй находится на анализе, из третьего производится отгрузка продукции).

Порасположению и планировке резервуары делят на подземные (если наивысший уровень жидкостив резервуаре ниже наименьшей планировочной отметки прилегающей площадки не менее, чем на 0,2 м) и наземные (если они не удовлетворяют вышеуказанным условиям).

Для хранения товарной продукции НПЗ используются стальные емкости вместимостью до 200 м³; стальные резервуары вертикальные цилиндрические со щитовой кровлей вместимостью от 100 м³ до 30 тыс. м³; с понтоном и щитовой кровлей вместимостью от 100 м³ до 50 тыс. м³; с плавающей крышей вместимостью от 10 до 100 тыс. м³; стальные резервуары с коническими днищами; горизонтальные емкости для хранения продуктов под давлением 0,6-1,8 МПа вместимостью от 25 м³ до 200 м³; шаровые резервуары для хранения продуктов под давлением 0,25-1,2 МПа. Железобетонные резервуары в настоящее время выводятся из эксплуатации.

В табл. 1 приведены рекомендации по выбору типа емкости для хранения продукции НПЗ. Таблица 1 – Рекомендации по выбору типа емкости для хранения продукции НПЗ

Продукт	Тип емкости
1	2
Бензин, ароматические углеводороды, другие продукты температурой вспышки 28°C и ниже	Резервуар понтоном или плавающей крышей, горизонтальная цилиндрическая емкость
1	2
Керосин, дизельное, печное, моторное топливо, жидкий парафин, жидкие продукты температурой кипения 150-300°C	Резервуар со щитовой кровлей под давлением 2 кПа (200 мм ст. Н ₂ O)
Мазут, гудрон, смазочные масла, тяжелые смолы	Резервуар со щитовой кровлей под давлением 200 Па
Мазут	Железобетонный резервуар
Продукты, содержащие механические примеси и твердые включения	Резервуар с коническим днищем
Сжиженные газы, легкие фракции бензина. Продукты давлением насыщенных паров выше 94 кПа при 20 °C	Горизонтальные цилиндрические резервуары, шаровые резервуары

При разработке проектов товарных баз для НПЗ рекомендуется использовать СНиП 2.11.03-93. **Отгрузка товарной продукции.**

Товарная продукция НПЗ отгружается трубопроводным, железнодорожным, автомобильным и речным транспортом.

Трубопроводный транспорт. По трубопроводам транспортируются потребителям светлые и темные нефтепродукты - бензин, дизельное и котельное топлива, а также сжиженные газы, этилен, аммиак. Экономически целесообразным трубопроводный транспорт становится при концентрированном потреблении продукта в одной точке и районе, когда по трубопроводу перекачиваются не менее 300-500 тыс. т продукта в год. Протяженность магистральных нефтепродуктопроводов в России превышает 19 тыс. км, на нефтепродуктопроводах построено свыше 100 перекачивающих насосных станций, по нефтепродуктопроводам транспортируется более 50 % производимой на НПЗ продукции.

Проектирование нефтепродуктопроводов осуществляется в соответствии с ВНТП 3-90 "Нормы технологического проектирования разветвленных нефтепродуктопроводов" и СНиП 2.05.13-90 "Нефтепродуктопроводы, прокладываемые по территории городов и других населенных пунктов".

ВНТП 3-90 распространяются на проектирование перекачивающих станций, наливных пунктов и линейной части нефтепродуктопроводов, предназначенных для транспортирования нефтепродуктов, имеющих давление насыщенных паров не выше 93,1 кПа (700 мм рт. ст.) (бензины, дизельное топливо, керосины, печное топливо, топливо для реактивных двигателей). Нормы не распространяются на проектирование трубопроводов специальной конструкции (полевые), на прокладываемые в морских акваториях, в районах с сейсмичностью выше 8 баллов для подземных и выше 6 баллов для наземных трубопроводов и прокладываемых в зонах вечномёрзлых грунтов, а также для транспорта нефтепродуктов с подогревом.

СНиП 2.05.13-90 распространяются на проектирование новых, реконструкцию и техническое перевооружение действующих нефтепродуктопроводов диаметром до 200 мм включительно с рабочим давлением не более 2,5 МПа, прокладываемых на территории городов и других населенных пунктов и предназначенных для транспортирования нефтепродуктов (бензина, дизельного топлива, керосина, печного топлива, топлива для реактивных двигателей, мазута) от предприятий поставщика до предприятий потребителя, расположенных в этих городах или других населенных пунктах. Нормы также распространяются на реконструируемые и технически перевооружаемые существующие нефтепродуктопроводы диаметром до 500 мм включительно и давлением до 2,5 МПа, расположенные за пределами селитебной территории городов и других населенных пунктов. Эти нормы не распространяются на проектирование нефтепродуктопроводов для транспортирования нефтепродуктов, имеющих при температуре 20 °С давление насыщенных паров выше 93,1 кПа (700 мм рт. ст.), и нефтепродуктопроводов, прокладываемых в районах с сейсмичностью выше 8 баллов, вечномёрзлых грунтах и горных выработках.

На территории НПЗ обычно размещают головные сооружения нефтепродуктопроводов: склады (парки), головные насосные. Некоторые продуктопроводы имеют в составе головных сооружений собственные резервуарные парки, в которые продукт подают из резервуаров товарной базы НПЗ насосами товарной насосной. Более экономичным решением является использование в качестве головных сооружений резервуаров заводской товарной базы. Продукт в магистральный трубопровод подают непосредственно из этих резервуаров насосами головной насосной станции, размещаемой рядом с резервуарами.

Железнодорожный транспорт. Транспортировка продукции НПЗ по железной дороге является главным видом перевозки нефтепродуктов. Основным видом тары для перевозки по железной дороге нефтяных и химических продуктов служат цистерны. Цистерны подразделяют на универсальные, предназначенные для перевозки различных грузов (нефти и светлых нефтепродуктов, нефти и мазута и т. д.), и специальные. В специальных цистернах перевозят какой-либо один вид продукции (например, сжиженные газы, кислоты, спирты). Для отгрузки продукции нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий в составе товарных баз проектируют специальные устройства. Если объем отгрузки ограничен десятками тысяч тонн в год, то предусматривают одиночные стояки или небольшие односторонние эстакады, состоящие из 5-10 стояков. Для отгрузки многотоннажных продуктов (бензин, реактивное, дизельное и котельное топливо, смазочные масла) сооружают двухсторонние эстакады галерейного типа. В условиях ограниченного пространства применяют тактовые установки точечного налива.

Эстакады для налива реактивного топлива, авиационных бензинов, смазочных масел, присадок к маслам и других ЛВЖ и горючих жидкостей, в которые недопустимо попадание воды, должны быть оборудованы навесами и крышами. Температура ЛВЖ, подаваемых на налив, должна быть не менее чем на 10 °С ниже температуры начала кипения наливаемого продукта.

Эксплуатация железнодорожных эстакад галерейного типа отличается большой трудоемкостью и применением ручного труда.

Наиболее трудоемки подготовительные и вспомогательные операции: открытие и закрытие люков цистерн, заправка и подъем наливных шлангов и телескопических устройств и т. д. При проектировании железнодорожных эстакад следует предусматривать их оснащение средствами механизации и автоматизации; ограничителями налива, которые служат для автоматического прекращения подачи жидкостей в цистерну при достижении в ней определенного уровня,

устройствами механизации подъема-спуска наливных средств. Установки тактового налива являются более прогрессивными с точки зрения механизации и автоматизации и охраны окружающей среды, но более дорогостоящими. При проектировании сливноналивных эстакад на НПЗ используются "Ведомственные указания по проектированию железнодорожных сливноналивных эстакад легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и сжиженных углеводородных газов ВУПСНЭ-87", "Нормы технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз) ВНТП 5-95", "Правила промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов ПБ 09-560-03", "Указания по проектированию автоматизированных установок тактового налива светлых нефтепродуктов в железнодорожные и автомобильные цистерны УП АУТН-96".

Автомобильный транспорт. В России продукция НПЗ перевозится автомобильным транспортом в ограниченных размерах. На отдельных предприятиях имеются устройства для налива в автоцистерны мазута, битумов, бензина и дизельного топлива. Сооружения, предназначенные для полуавтоматического налива нефтепродуктов в автоцистерны и автоотопливозаправщики, называются станциями налива. Станции налива оборудуют стояками, которые различаются по виду наливаемого продукта, по способу налива (верхний, нижний, с отводом паров, с обогревом, герметизированные и негерметизированные), по виду управления процессом (автоматизированные и неавтоматизированные), по виду управления (с механизированным и ручным управлением). Станция налива состоит из 4-12 наливных "островков", располагаемых под навесом. Каждый островок оборудуют одним или двумя наливными стояками.

При проектировании объектов автомобильного транспорта нефтепродуктов применяют упомянутые выше "Нормы технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз) ВНТП 5-95" и "Правила промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов ПБ 09-560-03".

Водный транспорт. Нефтеперерабатывающие заводы, расположенные вблизи крупных рек, отправляют в навигационный период часть своей продукции водным путем (в танкерах, баржах и лихтерах). Для налива сооружают специальные причалы.

Налив нефтепродуктов осуществляется по трубопроводам, прокладываемым от резервуаров к причалам. Возможны два варианта организации налива:

- 1) подача продукта насосами из резервуаров товарного парка непосредственно в наливные суда;
- 2) подача продукта по трубопроводам в промежуточные резервуары, расположенные в непосредственной близости от причала, с последующим поступлением нефтепродуктов в суда самотеком. Последний вариант применяют обычно в тех случаях, когда НПЗ расположен на расстоянии нескольких километров от причала.

В составе нефтехарактеристик проектируют следующие сооружения: водные подходы; причальные устройства (подходные эстакады, центральные платформы, швартовые палы, отбойные устройства), шланговые устройства и установки.

При проектировании водных подходов необходимо определить глубину и ширину полосы акватории, глубину водных подходов. Проект причальных устройств включает выбор типа причальных сооружений, определение суточной пропускной способности одного причала и числа причалов, необходимого для отгрузки всего количества грузов. В проекте нефтехарактеристики также решаются вопросы выбора шланговых устройств, подготовки резервуаров, трубопроводов и нефтеналивных судов к сливноналивным операциям, определяются методы борьбы с потерями нефтепродуктов при наливке и защиты водных бассейнов от загрязнения нефтепродуктами.

Снабжение реагентами, катализаторами, смазочными маслами.

Снабжение реагентами. Основными реагентами, применяемыми на НПЗ, являются едкий натр, моноэтаноламин, серная кислота, диэтиленгликоль, метилэтилкетон, толуол, бензол, фенол, пропан и т. д. Для приема со стороны, хранения и передачи потребителям необходимых реагентов проектируются реагентные хозяйства.

Первый этап проектирования реагентного хозяйства - составление перечня намечаемых к применению на заводе реагентов, определение расхода этих реагентов по расходным показателям, содержащимся в проектах соответствующих технологических установок. Затем приступают к составлению проекта реагентного хозяйства. Схему хозяйства, перечни входящих в его состав объектов разрабатывают, исходя из ассортимента потребляемых предприятием реагентов, вида тары, в которой поступают реагенты, схемы раздачи реагентов потребителям. Заводы, изготавливающие реагенты, могут отправлять их потребителям либо только в железнодорожных цистернах, либо только в мелкой таре (бочках, мешках, бутылках, контейнерах), либо тем и другим способом. Естественно, что и схема приема реагента на НПЗ будет зависеть от того, в какой таре поступает реагент. В тех случаях, когда предприятие расходует в течение месяца более одной цистерны реагента, предусматривается его поступление на предприятие в цистернах с последующей передачей внутризаводским потребителям. Если потребление реагента невелико, нужно остановиться на варианте поступления в мелкой таре.

Поступившие по железной дороге реагенты направляют в резервуарный парк реагентного хозяйства. Вместимость парка определяется требованиями к запасу реагентов. В реагентном хозяйстве рекомендуется обеспечивать возможность хранения запасов реагентов в следующих объемах: серная кислота - 20-суточная потребность предприятия; едкий натр - 25-суточная; фенол, фурфурол, метилэтилкетон, ацетон, бензол, диэтиленгликоль, тринатрийфосфат - 30-суточная.

Для хранения реагентов используют вертикальные стальные и цилиндрические резервуары, а также цилиндрические емкостные аппараты. Пропан, аммиак и другие сжиженные газы хранятся в горизонтальных емкостях вместимостью от 25 до 100 м³ под давлением.

На технологических установках НПЗ зачастую применяют реагенты, более низкой концентрации, чем та, с которой они изготавливаются, поэтому в составе реагентных хозяйств проектируются узлы разбавления реагентов. Так, в частности, следует предусматривать приготовление растворов едкого натра концентрацией 10 % (мас.) из 42%-го раствора, растворов моноэтаноламина концентрацией 10-15 % (мас.).

Существуют различные способы передачи реагентов на технологические установки. Если на заводе имеется несколько потребителей одного и того же реагента, нужно предусматривать централизованную передачу реагента по трубопроводам. На НПЗ проектируется передача по трубопроводам таких реагентов, как едкий натр, аммиак, деэмульгаторы обессоливания нефти, моноэтаноламин.

В тех случаях, когда расход реагента на установке невелик, предусматривается его доставка на установку в бочках.

В насосной реагентного хозяйства размещаются насосы различного назначения: откачивающие продукт из цистерн в резервуары, циркуляционные (используемые для приготовления раствора нужной концентрации), перекачивающие реагент из резервуаров потребителям. Выбор типа насоса зависит от свойств перекачиваемого продукта. Для транспортировки таких реагентов, как бензол, толуол, диэтиленгликоль, целесообразно применять нефтяные насосы, для перекачки моноэтаноламина, щелочей и кислот - химические, для перекачки фенола и пропана - герметичные электронасосы.

Снабжение катализаторами и адсорбентами. В нефтепереработке и нефтехимии широко применяются различные катализаторы и адсорбенты. Для их хранения проектируются специальные склады, вместимость которых должна обеспечить хранение нормативных запасов катализаторов и адсорбентов. Для реакторов с движущимся слоем катализатора запас соответствует 30-суточной текущей потребности плюс одна загрузка для полной замены катализатора в системе (аварийный запас). Для реакторов с неподвижным слоем величина запаса зависит от числа установок. Если имеются одна-три однотипных установки, то на складе должна храниться резервная загрузка для полной замены катализатора на одной установке; если установок больше четырех, то хранят две резервные загрузки.

Снабжение смазочными маслами. На НПЗ имеется значительное число компрессоров, центрифуг, вакуум-фильтров и других агрегатов, для нормальной эксплуатации которых необходимы смазочные масла. Потребность в смазочных маслах на заводах топливно-масляного профиля частично удовлетворяется за счет собственного производства, а на НПЗ топливного профиля все смазочные масла поступают со стороны.

Внутризаводским потребителям смазочные масла раздаются в мелкой таре (бочках, канистрах, бидонах) и с помощью автоцистерн. Проектом склада масел должны быть предусмотрены насосы.

В проекте обязательно определяется направление использования отработанных масел: отправка на масло регенерационную установку, сброс в нефть или мазут.

Снабжение сжатым воздухом. Снабжение установок и объектов общезаводского хозяйства НПЗ сжатым воздухом осуществляется как от централизованных общезаводских воздушных компрессорных, так и от местных воздуходувных и компрессорных станций. Местные воздуходувные и компрессорные станции имеются в составе установок каталитического крекинга, производства битума и др.

При проектировании новых и реконструкции действующих НПЗ рекомендуется предусматривать строительство только централизованных компрессорных. Для завода может быть запроектирована одна или несколько воздушных компрессорных. При определении числа компрессорных следует учитывать очередность ввода объектов предприятия в эксплуатацию, а также размеры территории завода. Потери давления в сети от компрессорной станции до потребителя не должны превышать 0,2 МПа.

На НПЗ существуют сети сжатого воздуха давлением 0,8 и 6,4 МПа.

Снабжение азотом. В настоящее время для производства азота и кислорода используется три основных типа установок:

- криогенные (разделение воздуха способом низкотемпературной ректификации);
- адсорбционные (разделение воздуха за счет поглощения адсорбентом различных компонентов воздуха);
- мембранные (разделение воздуха за счет различия скоростей проникновения различных компонентов воздуха через газоразделительные мембраны).

Существуют проекты установок низкотемпературного разделения воздуха, различающиеся технологической схемой (способом получения холода, способом очистки воздуха от примесей и т. д.), производительностью - от 20 м³/ч до 50 тыс. м³/ч по азоту, видом получаемой продукции (азот, азот и кислород, только кислород). Индивидуальные проекты установок разделения воздуха выполняются институтом "Гипрокислород".

При разработке проекта завода необходимо проанализировать возможность использования на предприятии кислорода, поскольку экономически более эффективно совместное получение азота и кислорода, чем только азота. Целесообразно, в частности, рассмотреть возможность применения кислорода для очистки сточных вод, для электросварочных работ. Следует проанализировать потребность в кислороде близлежащих предприятий и всего экономического района. Если это окажется экономически эффективным, в состав цеха, разделения воздуха включают станцию наполнения баллонов кислородом. Продажа кислорода посторонним потребителям позволяет заводу получить дополнительную прибыль. Размещают цеха наполнения и хранения баллонов, с кислородом вне территории предприятия на расстоянии не менее 50 м от зданий и сооружений.

Снабжение водородом. На НПЗ с глубокой переработкой нефти в состав предприятий включают специальное производство водорода. Водород получают электролизом воды и накапливают в газгольдерах.

Факельное хозяйство.

Факельное хозяйство нефтеперерабатывающих предприятий предназначено для повышения безопасности эксплуатации, улавливания и возврата на переработку сбросов горючих газов и паров. В факельное хозяйство поступают:

- 1) постоянные сбросы из оборудования и коммуникаций, если их невозможно использовать в технологических целях (в подавляющем большинстве случаев подобных сбросов удастся избежать);
- 2) аварийные сбросы от предохранительных клапанов;
- 3) периодические сбросы в период пуска технологического оборудования, остановки его на ремонт и т. п.

Факельное хозяйство современных НПЗ состоит из общей факельной системы предприятия, отдельных или специальных факельных систем, установок сбора факельных сбросов. При проектировании факельных систем следует руководствоваться "Правилами устройства и безопасной эксплуатации факельных систем" ПБ 03-591-03, утвержденными Постановлением Госгортехнадзора Российской Федерации от 10 июня 2003 г. № 83. **Система снабжения топливом.**

На многих технологических установках НПЗ используют трубчатые печи, тепловая мощность которых колеблется от единиц до сотен МВт. Для обеспечения их бесперебойной работы на заводах сооружают системы снабжения топливом.

В качестве топлива на НПЗ применяют газ, получаемый в качестве побочного продукта в основном производстве, и мазут

Снабжение жидким топливом. Для обеспечения потребителей жидким топливом на НПЗ проектируют специальное топливное хозяйство, включающее резервуары, насосы и коммуникации.

Объем резервуаров должен обеспечивать запасы топлива, исходя из суточной работы всех заводских печей. Целесообразно предусматривать в топливном хозяйстве не менее трех стальных вертикальных резервуаров, один из которых служит для приема избыточного топлива от потребителей, второй - для раздачи, а третий - для отстоя между этими двумя операциями.

Во избежание выброса продукта из резервуаров температура хранения мазута не должна превышать 80-90 °С. Поскольку для обеспечения требуемой вязкости мазут марки 100 должен поступать к форсункам печей подогретым до температуры 110-120 °С, на технологических установках следует предусматривать подогреватели мазута.

Топливо поступает в топливное хозяйство НПЗ из товарных парков или узлов смешения, а в некоторых случаях - непосредственно с установок первичной перегонки нефти.

Снабжение газом. Углеводородные газы, полученные на технологических установках, направляют на газораспределительные пункты (ГРП). В проектах следует предусматривать подачу газов на ГРП по самостоятельным коллекторам с однотипных установок, редуцирование и смешение газов на ГРП с последующей выдачей газа потребителям под различным давлением. На территории предприятий проектируют прокладку нескольких коллекторов топливного газа: для печей беспламенного горения (0,5 МПа), для прочих трубчатых печей (0,3 МПа), для столовых и лабораторий (0,005 МПа).

Газ подают потребителям по тупиковой схеме. Для освобождения его от конденсата перед печами устанавливают газосепараторы и подогреватели. Газопроводы влажного топливного газа следует прокладывать с обогревающими спутниками и тепловой изоляцией, предусматривая отвод конденсата из нижних точек газопроводов в специальные дренажные емкости.

При проектировании топливных систем необходимо уделять особое внимание стабилизации давления в них. Опыт эксплуатации показал, что зачастую давление в сетях топливного газа повышается и предприятия вынуждены сбрасывать избыток топливного газа на факел **Лабораторный контроль производства.**

Для обеспечения нормальной эксплуатации НПЗ большое значение имеет своевременный и правильный аналитический контроль производства. Объем аналитического контроля при проектировании заводов определяется на основании разделов "Аналитический контроль производства", содержащихся в проектах технологических установок, и исходных данных для

проектирования, выдаваемых российскими научно-исследовательскими организациями и зарубежными фирмами-лицензиарами и авторами базовых проектов. Аналитический контроль осуществляется с применением поточных анализаторов качества и посредством лабораторных анализов.

Поточные анализаторы качества рекомендуется устанавливать прежде всего на технологических потоках, направляемых на компаундирование, и потоках с неуправляемыми технологическими параметрами. В процессе проектирования необходимо тщательно контролировать, налажен ли серийный выпуск выбранных анализаторов качества и обеспечивают ли они требуемую точность измерений.

Для осуществления повседневного лабораторного аналитического контроля на предприятиях предусматривают специализированные подразделения, которые подчиняются техническому директору предприятия, а в части функций отдела технического контроля (ОТК) - генеральному директору предприятия. На подразделения лабораторного и аналитического контроля возлагают контроль качества сырья, полуфабрикатов, Материалов, готовой продукции. Эта же лаборатория осуществляет мониторинг окружающей среды, отбирает и анализирует пробы атмосферного воздуха и пробы воды со всех систем водоснабжения и канализации.

На крупных нефтеперерабатывающих и нефтехимических производственных объединениях рекомендуется предусматривать две лаборатории:

- 1) лабораторию технического контроля (ЛТК), выполняющую функции лабораторного аналитического контроля производства и функции ОТК в части готовой продукции;
- 2) центральную лабораторию, выполняющую опытно-исследовательские работы и методическое руководство ЛТК.

На средних и небольших НПЗ создается центральная заводская лаборатория (ЦЗЛ), которая осуществляет функции лабораторного контроля производства, ОТК и ведет в небольшом объеме исследовательские работы. В зависимости от выполняемых функций в состав ЛТК и ЦЗЛ включают следующие лаборатории (группы): контрольные, товарные, га-зохроматографическую, газокаталитическую, моторных испытаний, санитарную, аналитическую и др.

Для ЛТК и ЦЗЛ рекомендуется проектировать не более одного здания; в отдельных случаях допускается размещать лаборатории, входящие в состав ЛТК, в нескольких зданиях с учетом территориального расположения обслуживаемых объектов.

Вопросы задания:

1. Прием хранения сырья.
2. Приготовление товарной продукции.
3. Хранение товарной продукции.
4. Отгрузка товарной продукции.
5. Снабжение реагентами, катализаторами, смазочными маслами. Факельное хозяйство.
6. Система снабжения топливом. Лабораторный контроль производства.

Практическое занятие № 4. Классификация природных энергоносителей и характеристики товарных нефтепродуктов: нефть, газ и газовый конденсат как основное

Углеводородное сырье; качество нефтепродуктов; нефтяные топлива

Цель: приобретение практических навыков, необходимых для принятия технически и экономически обоснованных решений при планировании и проведении научных исследований по проектированию технологических схем и выбору оборудования.

Формируемые компетенции: способность анализировать основные этапы из закономерности исторического развития общества для формирования гражданской позиции (ОК2); готовность изучать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт по тематике исследования (ПК-20).

Актуальность темы: Актуальность практического занятия состоит в том, что знания, полученные в ходе работы, будут использованы при написании курсовых проектов и для определения оптимальных условий управления производственными процессами.

Теоретическая часть:

Человек и энергия - эти понятия неразделимы на протяжении всей истории существования человечества. Вначале неосознанное, а со временем, когда человек научился добывать огонь, осознанное использование различных видов энергии являлось необходимым условием существования, значение которого продолжает расти до наших дней. Все первичные виды энергии, которыми пользуется человек на протяжении своей истории, - это запасы энергии природой (Землей и окружающей ее средой) потенциальные их запасы.

Роль и значение каждого источника энергии менялись в зависимости от того, какой из них был доступнее или выгоднее для человека. Так, мускульная энергия и энергия солнечного излучения всегда были и остаются в числе источников энергии, которыми пользуется человек.

Затем, с умением добывать огонь, в их число вошла потенциальная тепловая энергия органического мира растений. С появлением механизированных орудий труда и быта началось интенсивное использование таких источников, как энергия воды и воздуха, а также горючих ископаемых - угля, нефти и природного газа. В последние 100 лет эти 3 источника стали главным для удовлетворения потребности человека в энергии и химическом сырье, но уже в наши дни был достигнут пик потребления угля и нефти, а 2008 г. прогнозируется такой же пик по природному газу.

Основные энергоносители на Земле делятся на группы: возобновляемые и невозобновляемые. К возобновляемым источникам энергии относятся: биологическая энергия (мускульная, тепловая людей и животных); энергия движущейся воды (реки, волны, приливы и отливы); энергия движущегося воздуха; энергия, солнечная энергия; наземный органический мир растений (древесина, солома и др.), продукты жизнедеятельности людей и животных, а также продукты гниения растительных отходов.

К невозобновляемым источникам энергии относятся: торф, горючие сланцы; каменные угли; битумы природные (нефтебитуминозные породы); нефти различной вязкости; природные и попутные углеводородные газы, нефть, конденсаты, озокериты, сланцы, газогидраты, газы, выделяющиеся при добыче угля, атомная энергия (в том числе термоядерный синтез) - ядерное топливо.

Топливо - вещество, при сжигании которого выделяется тепло, используемое как источник получения энергии. Топливо, содержащие органические вещества, называются углеводородным топливом. По происхождению топливо подразделяется на естественное и искусственное. К естественным топливам относятся ископаемое и растительное, а к искусственному - продукты переработки естественных топлив. По агрегатному состоянию топлива делятся на твердые, жидкие и газообразные.

Агрегатное

Естественное Искусственное состояние

Твердые Древесина, торф, бурый, Полужидкий, кокс, древесный уголь, смешанные уголь, каменный уголь, брикеты (уголь, бумага, ткань, опилки), горючие сланцы, озокериты, парафин, церезин, битум, битумы

Жидкие Нефть, углеводородный Бензин, лигроин, керосин, дизельное топливо, конденсат мазут, сжиженные газы, масла, котельное топливо, мазут

Газообразные Природный газ, попутный Газ, генераторные газы, коксовый газ, сухой газ, газ, газы, получаемые при тазы, получаемые при переработке нефти и добыче нефти и угля, газы угля, доменные газы, осветительные газы брожения, болотный газ

Запасы нефти и газа незначительны и составляют 1% всех запасов топлива.

Все виды топлива состоят из органической массы, минеральных веществ и воды. Твердое топливо содержит горючую органическую массу и негорючие минеральные вещества.

Органическая часть топлива состоит из веществ, содержащих в основном углерод и водород, а также серу, азот и кислород (табл. 1).

Таблица 1 - Примерный состав топлив, %

Топливо	Органическая часть			Вода	Зола	S	Летучие	Теплотворная способность, МДж/кг
	C	H	O+N					
Древесина	50	6	44	30-40	0,4	-	70	19
Торф	59	6	35	25	4,5	0,4	70	24
Бурый уголь	70	5,5	24	до 50	4,0	2-3	45-55	26
Каменный уголь	82	5,0	13	1,3	6	2-6	8-50	34
Антрацит	95	2,0	3	10-15	6	1-2	8	34
Горючие сланцы	55 – 80	6-10	7-35	До 15	30-40	1,5-11	30-65	25-33
Нефть	86 – 87	13	0,2-0,3	0,1-5,0	0-0,5	0,1-5	~ 100	39-46
Газ	70 - 90	18-15	0-19	0 - 5	0	0-10	100	37-50

Минеральная часть топлива содержит неорганические вещества: карбонаты, силикаты, фосфаты, сульфаты, сульфиды, хлориды металлов и др. При сжигании или газификации топлива минеральная часть его в основном разлагается и в виде оксидов переходит в золу.

Серосодержится в топливе в виде сульфидов, сульфатов, сероводорода и сероорганических соединений. При сгорании топлива соединения серы (кроме сульфатов) окисляются, образуя сернистый ангидрид, а сульфаты остаются в золе.

Летучими веществами твердого топлива называются газообразные и жидкие продукты (последние при высокой температуре переходят в парообразное состояние), получающиеся при нагревании топлива без доступа воздуха. С летучими веществами из топлива удаляется и вода.

Теплотворная способность – это количество тепла, которое получают при сжигании единицы массы или объема топлива. Она является энергетической характеристикой топлива.

Наилучшими топливами по теплотворной способности являются нефть, углеводородные газы, конденсаты нефтепродукты, так как они не содержат воды и золы, их легко транспортировать и хранить, перерабатывать и применять. Они сгорают полностью. Легко добиться, чтобы были экологически относительно чистыми при добыче, переработке, хранении и применении.

Запасы нефти, конденсата и газа составляют несколько миллиардов тонн и их в России хватит на 30 – 50 лет. Объясняется это тем, что в последние годы геологи нашли большие залежи топлива на шельфе (мелководье морей возле берега) и в море на Севере: Калининградская область, Карское море, полуострове Ямал и др.

Добыча нефти, газа и конденсата в последние годы в бывшем СССР имела большие подъемы и спады: до середины 1970-х годов добыча резко повышалась в 1,3 – 1,7 раза за 5 лет, в 1975 – 80-х годах она стабилизировалась на максимальном уровне 580 – 600 млн. нефти т/год, а затем резко упала. Сейчас на территории России добыча нефти (и конденсата) составляет 200 – 300 млн. т/год. Видимо она удержится на этом уровне еще десяток лет.

Основное применение нефти – производство топлив. Существует международная классификация нефтяных топлив – стандарт ISO 8216-86, по которой весь этот класс топлив обозначают буквой F (Fuel), а далее по видам соответствующей буквой:

G – газообразное топливо – C₁ – C₂;

L – сжиженные газы – C₃ – C₄, используемые как топлива;

D—дистиллятные топлива —отбензина догазотурбинныхтоплив; R —
остаточные топлива — котельные;
C—нефтяной кокс,используемыйкактопливо.

Пообластиприменениявсетопливамаркируютследующимобразом: S — топлива
для стационарных и M — для морских двигателей.

В соответствии с этим стандартом топливо может быть обозначено, например, как ISO- FDMT-3 —
дистиллятное топливо для морского двигателя, последние буква и цифра обозначают уровень
качества топлива.

ВнашейстраненефтиклассифицируютпоГОСТР51858-2002взависимостииотмассовой доли серы на 4
класса, по плотности и поставлена экспорт на 5 типов, по степени подготовки на 3 группы, по
массовой доле сероводорода и легких меркаптанов — на 3 вида.

Конденсаты подразделяют по содержанию серы на 3 группы — I - III, по содержанию
ароматических углеводородов — на 3 группы — A1 — A3, по содержанию n-алканов — на 4 группы —
H1 — H4, и по фракционному составу на 3 группы — Ф1 — Ф3.

Газыделятнаприродные,втомчисле:группа I,сухие—C₁—C₂;

ГруппаII—пропан,изобутан ин-бутан;приповышенномдавлении онипереходятв жидкое состояние—
сжиженныегазы;группаIII—изопентан,n-пентан,гексаниболеевысокомолекулярные углеводороды.
Представляют собой конденсаты, входят в состав бензинов и дизельных топлив.

Газоконденсатныеместорождения —бедныеи богатые.

Газыпопутные—газы,растворенныев нефтииконденсатах.

Посодержаниюсеры:малосернистые,сернистыеиивысокосернистые. Газы
переработки — предельные и не предельные.

Центр тяжести в энергопотреблении начинает смещаться в сторону восполняемых источников,
таких как атомная энергия, энергия солнца, сельского хозяйства, воды и воздуха.

На рис. 1 по одному из прогнозов дано изменение доли различных источников энергии в общем
энергопотреблении на последующие 110 лет, показывающее, что такие наиболее
высокоэнергетическиеорганическиегорючие, какнефть и газ, своеведущеезначениеутратят и на
первое место выйдет группа восполняемых источников энергии.

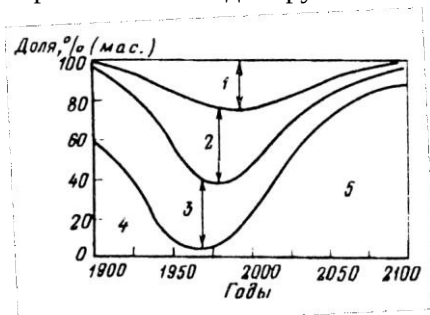


Рисунок1—Доляисточниковэнергиивобщемэнергопотреблении

1 — природный газ; 2 — нефть; 3 — уголь; 4 — вода, ветер, дрова; 5 — атомная и другие восполняемые
источники энергии

При этом надо учитывать и то,чтообщее удельноеэнергопотреблениена одного человека
непрерывнорастет.Так,еслисейчасприобщейчисленностинаселенияЗемлиоколо6млрд.человек в
среднем на одного человекавгодпотребляется2,2 т условного топлива(в т. ч. в США- 12, в ФРГ и
СНГ - 6, в развивающихся странах - 0,2) тоуже к 2010 г. эта средняя цифра достигнет 3,5 т
условного топлива на 1 человека в год (при ожидаемой численности населения Земли 6,5 млрд.
человек).

Сказанное иллюстрируют данные табл. 2, из которых видно как быстро в соответствии с прогнозом
возрастает доля АЭС в выработке энергии.

Таблица 2-Доля АЭС в выработке энергии

Показатели	Годы		
	1980	1990	2000
Суммарная мощность электростанций мира, млн. кВт	2150	4000	7000
В том числе АЭС	300	1400	3300
Отпуск электроэнергии в мире, млрд. кВт*ч	9300	17000	30000
В том числе АЭС	1800	8500	20000
То же, в %	19	30	67

Один блок АЭС равноценен сжиганию 450 тыс. т мазута. Россия построит до 2030 г. 26 блоков АЭС, затратив на это 50 млрд. рублей. В 2009 г. в нашей стране вырабатывается АЭС 16 % электроэнергии, в 2030 г. будет – 30 %.

Тем не менее, оценивая эту таблицу, следует заметить, что в 1990 г. экологические проблемы широкого использования АЭС (проблемы захоронения отходов, возможные мелкие и крупные аварии типа чернойбыльской) заставили пересмотреть оптимистические прогнозы, и, хотя темпы внедрения АЭС в последние годы снизились, они остаются довольно большими. Связано это с тем, что остаются заманчивыми энергетические выгоды применения АЭС: 1 кг урана-235 имеет теплотворную способность в 3 млн. раз выше, чем 1 кг условного органического топлива).

Углубленная картина запасов природных органических горючих на Земле показывает, что запасы угля наибольшие, запасы нефти и газа намного меньше. Общие мировые запасы углей в целом. Оцениваются в 14500 млрд. т, в том числе каменных углей 9400 млрд. т, бурых углей 4900 млрд. т. Извлекаемые запасы газа соизмеримы с запасами нефти, а с учетом запасов высоковязких нефтей и природных битумов намного превышают запасы нефти. Таким образом, если уровень мировой добычи нефти останется на многие годы на отметке 2 - 2,5 млрд. т/г., то общие запасы нефти обеспечивают потребности в ней на период не менее 100 лет.

За последние 10-20 лет быстро наращивается добыча природного газа. При общих его запасах 130-140 трлн. м³ (т. е. около 100-110 млрд. т) мировая добыча сейчас составляет около 2,2 трлн. м³/г (около 1,8 млрд. т/г). В 1994-м году добыча газа в странах СНГ составила 730 млрд. м³/г (в том числе в России - 580 млрд. м³/г).

По запасам нефти и природного газа Россия занимает одно из первых мест на Земле, однако районы их залегания расположены в зонах с суровыми климатическими условиями, мало приспособленными для урбанизированного обитания человека. Это районы Крайнего Севера и Восточной Сибири, шельфы прилегающих к этим районам морей, где добыча нефти и газа сопряжена с большими трудностями как технического, так и социального характера. Добытые из недр нефть и газ требуется транспортировать на огромные расстояния в густонаселенные районы страны, что, в свою очередь, связано с огромными капитальными и эксплуатационными затратами. Возрастающий дефицит нефти и газа выдвинул на первый план задачу использования высоковязких нефтей и природных битумов, которые ранее не рассматривались как конкурирующие источники химического сырья и как горючее. Уже с начала 80-х годов во многих странах начали вести интенсивные работы по добыче таких нефтей и битумов, подготовке их к переработке, разрабатывались технологии их химической переработки. Каждый из этих этапов принципиально отличается от соответствующих этапов добычи и переработки обычных нефтей, и поэтому вовлечение в энергохимический баланс страны высоковязких нефтей и природных битумов будет означать переход на новый научно-технический уровень в этой области.

Добыча и переработка нефти представляет собой многостадийный и сложный комплекс различных технологий. Началом этого комплекса является поисково-геологический этап, задача которого - поиск промышленных месторождений нефти и детальная их геологическая разведка с подсчетом запасов нефти и газа.

Разведанное месторождение сдается в промышленную эксплуатацию, которая предусматривает:

- бурение оптимальной для каждого месторождения сетки эксплуатационных скважин;
- сбор и транспорт добываемой нефти и газа на групповую замерную установку;
- промысловую подготовку нефти, включающую отделение попутного газа, механических примесей, воды и минеральных солей. После такой подготовки нефть готова для транспортирования и направляется на переработку на НПЗ, а попутный газ на фракционирование на ГПЗ.

Ниже приведены данные по добыче нефти в ведущих нефтедобывающих странах, млн. т/год. (начало XXI века).

Саудовская Аравия	385
Россия	339
США	290
Иран	185
Китай	165
Норвегия	162
Мексика	156
Венесуэла	134
Ирак	118
Великобритания	116
Нигерия	104

Из этих данных видно, что Россия занимает 2-е место в мире по добыче нефти.

По мнению М.В. Ломоносова, впервые предложившего гипотезу об органическом генезисе янтаря, нефти, угля, торфа они образовались под воздействием «подземного огня на окаменелые уголья», в результате чего возникли асфальты, нефти и «каменные масла».

Нефтеобразование является длительным сложным многостадийным биохимическим, термokatалитическим и геологическим процессом преобразования исходного органического материала - продукта фотосинтеза - в многокомпонентные непрерывные смеси углеводородов парафинового, нафтенового, ароматического рядов и гибридного строения. Не исключено, что каустобиолиты (органические горючие материалы) как твердые, так и жидкие и газообразные, первоначально на химических стадиях их синтеза имели общую «родину», затем расслоились и разошлись по новым «квартирам». В настоящее время по генетическому признаку в качестве близких «родственников» природных нефтей признают сапропелитовые угли. Следовательно, нефть, природный газ, сланцы, сапропелитовые угли и богхеды, исходным материалом для синтеза которых являются водная растительность (планктон, водоросли, бентос) и микроорганизмы, генетически взаимосвязаны и образуют группу сапропелитовых каустобиолитов. А торф, бурые и каменные угли и антрацит принадлежат к группе гумусовых каустобиолитов. В процессе образования нефти, особенно природного газа, может в принципе участвовать легко разрушаемая биоорганизмами часть органики (например, липиды и белки) наземной растительности.

В настоящее время выделяют 5 основных стадий осадконакопления и преобразования органики в нефть.

Первая стадия – осадконакопление, образование сапропеля. После отмирания остатки растительных и животных организмов выпадают на дно морских или озерных бассейнов и накапливаются в илах, рассеиваясь среди привнесенных или образуемых на месте минеральных осадков.

Вторая стадия - биохимическая, подобная торфогенезу в процессах углеобразования. Накопленный на дне бассейнов глубиной в несколько метров органический осадок медленно преобразуется, уплотняется, частично обезживается за счет протекания биохимических процессов в условиях ограниченного доступа кислорода. Этот процесс сопровождается выделением углекислоты, воды, сероводорода, аммиака и метана. Осадок одновременно пополняется, хотя незначительно, углеводородами нефтяного ряда за счет биосинтеза их в телах бактерий и образования из липидных компонентов. В керогене несколько возрастает содержание углерода и водорода за счет деструкции периферийных гетероорганических функциональных групп молекулярной структуры органического вещества.

Третья стадия - протокатагенез. Пласт органических осадков медленно со скоростью 50300 м/млн. лет опускается на глубину до 1,5-2 км, обусловливаемую скоростью прогиба земной коры и возрастом осадочного слоя. Пласт сверху покрывается слоем новых молодых осадков. По мере погружения в пласт медленно повышаются давление и температура (подъем температуры на 1°C примерно за 60 - 400 тыс. лет). Биохимические процессы вследствие гибели микроорганизмов полностью затухают. При мягких термобарических параметрах в пласте (температура 50-70°C) активного процесса образования нефти не происходит, поскольку любое самое продолжительное геологическое время (вплоть до 400-600 млн. лет) не может компенсировать недостаток температуры. Концентрация битуминозных веществ возрастает незначительно.

Четвертая стадия - мезокатагенез: осадок погружается на глубину 3-4 км, температура возрастает до 150°C. Органическое вещество подвергается активной термokatалитической деструкции и образованию значительного количества подвижных битуминозных веществ - до 30% масс, на исходный кероген сапропелитового типа. Битумоиды содержат уже практически весь комплекс нефтяных углеводородов. Эта стадия деструкции значительной части керогена с образованием преобладающей массы нефтяных углеводородов получила название главной фазы нефтеобразования (ГФН). Одновременно с образованием (генерацией) основного количества углеводородов в ГФН происходит отгонка за счет перепада давления и эмиграционный вынос вместе с газом и водой битумоидов керогена из глинистых и карбонатно - глинистых уплотняющихся осадков в проницаемые песчаные пласты-коллекторы и далее в природные резервуары микронепти. Вначале ГФН скорость генерации рассеянной нефти еще преобладает над скоростью ее миграции, в результате с ростом глубины наблюдается значительное обогащение органического вещества битуминозными компонентами. При дальнейшем погружении осадочных пород процесс генерации углеводородов постепенно затухает вследствие израсходования основной части керогена, а скорость их миграции возрастает. В результате при дальнейшем росте глубины погружения нефтематеринских пород интенсивность (скорость) генерации микронепти снижается и ГФН завершается.

При миграции микронепти из глинистых нефтематеринских пород в прилегающие к ним пласты пористых водонасыщенных песчаников возникает хроматографическое разделение образовавшейся смеси жидких и газообразных углеводородов. Глинистый пласт представляет собой естественную хроматографическую колонку, а газы и низкокипящие углеводороды выполняют роль элюента. В ней происходит частичная задержка асфальтосмолистых веществ. В песчаный коллектор выносятся смеси нефтяных углеводородов с содержанием 5-10% асфальтосмолистых веществ. Это, по существу, уже настоящая нефть.

Пятая стадия апокатагенеза керогена - на глубине более 4,5 км, где температура 180 - 250°C. Органическое вещество исчерпало свой нефтегенерирующий потенциал, продолжает

реализовываться метаногенерирующий потенциал, благодаря чему эта стадия получила наименование главной фазы газообразования. С ростом глубины осадочных пород ниже ГФ нефть становится более легкой с преобладанием доли алканов, обогащается низкокипящими углеводородами; залежи нефтей постепенно исчезают, замещаются сначала газоконденсатами, затем залежами природного газа, состоящего преимущественно из метана. Нефть, попав при эмиграции близко к поверхности, теряет легкие фракции, окисляется и утяжеляется. Она характеризуется повышенной плотностью, низким содержанием бензиновых фракций и высоким содержанием асфальто-смолистых веществ.

В настоящее время различают три стадии (или три возраста) образования твердых горючих: торфяную, бурогоугольную и каменноугольную. Торфяная стадия характеризуется наличием химически неизменных мало форменных элементов растений в основной аморфной, иногда в пластической массе. Растительный материал претерпевает разложение трех типов: тление, перегнивание и образование торфа, причем последнее -- превращение органического вещества практически без доступа воздуха под действием анаэробных бактерий под слоем воды.

Торф в естественном состоянии это довольно сухая рассыпчатая масса бурого цвета или обводненная пластическая масса до черно-бурого цвета. Она является продуктом разложения опавших листьев, хвои, веток и поваленных деревьев.

В отличие от торфа сапропели (или жировые торфы) представляют собой мягкие резиноподобные образования, легко горят с выделением густого черного дыма. Исходным веществом сапропелей служат водоросли и мельчайшие микроорганизмы. Торф содержит углерода 70 – 80, водорода 10 – 12, азота 0,6 – 0,7, кислорода 7 – 14 и 0,1 – 10 %.

Бурогоугольная стадия характеризуется кислотными свойствами всей или части аморфной массы, потерей пластичности и полным отсутствием неразложившихся элементов растений. Бурый уголь может представлять собой: однородную, землистого вида бурую или черную массу, микроскопически однородную и не содержащую включений. Он содержит много влаги и на ощупь похож на свежевыкопанную землю.

Есть разновидность бурых углей – богхеды, или чистосапропелитовые угли.

Каменноугольная стадия. Угли имеют черный цвет, бывают матовыми или блестящими, в них полностью отсутствуют вещества, растворимые в горячей водной щелочи. Ряд каменных углей заканчивается антрацитами – совершенно черными блестящими образованиями с высокой твердостью и плотностью. Они содержат самый высокий процент углерода. Встречаются каменные угли, имеющие вид серовато-черной массы (матовые угли), угли с меняющимися слоями (полосчатые) и угли, похожие на древесный уголь (волокнистые угли).

Сланцы занимают обособленное место среди твердых горючих ископаемых из-за высокого содержания в них минеральных веществ. По составу органической массы они относятся к сапропелитовым образованиям (но условия их происхождения отличаются).

Месторождений сланцев много и делятся они на малосернистые (до 2 % серы) и сернистые (2-8 % серы). К первым относятся эстонские сланцы, ко вторым – сланцы Среднего и Нижнего Поволжья. Органическую массу сланцев называют керогеном, причем содержание его в сланцах от светлого до темно-бурого цвета составляет 35% (до 55%), в коричневых и черных сланцах – до 35 %, а зольность их в среднем равна 60-65%. Органическая масса сланцев состоит из углерода (66-77 %), водорода (7,5-9,5%), серы (1,8-10%), кислорода (11-15%) и азота (0,4-1%).

Твердые горючие ископаемые существенно различаются по элементному составу и еще больше по химическому анализу продуктов их экстракции (битумов) различными растворителями. В зависимости от природы твердого топлива выход и свойства битумов сильно меняются.

Как воски, так и смолы торфяных битумов содержат свободные кислоты и омыляемые вещества. Среди неомыляемых обнаружены триакоктан $C_{33}H_{68}$ и пентатриакоктан $C_{35}H_{72}$, а также предельный спирт $C_{27}H_{50}OH$ и другие кислородсодержащие соединения. В торфах кроме перечисленных веществ содержатся органические кислоты, начиная с гомологов уксусной кислоты и кончая сложными.

Битумы богхедов, выделенные спирто-бензольной смесью, представляют собой смесь высокомолекулярных кислот и их ангидридов в неполимеризованном виде. Битумы слоистых богхедов почти целиком состоят из насыщенных углеводородов и ангидридов насыщенных кислот, кетонов и лактонов.

В битумах бурых углей в больших количествах входят смеси кислоты омыляемых веществ.

Были выделены спирты $C_{24}H_{49}OH$ (тетракозан), $C_{26}H_{53}OH$ (цериловый) и $C_{30}H_{61}OH$ (мирициловый), а также кислоты $C_{25} - C_{30}$.

Битумы более зрелых бурых углей отличаются от битумов землистых бурых углей: они заметно заподимеризованы, поэтому сохраняют кислотные свойства, типичные для битумов бурого угольной стадии.

Битумы каменных углей нейтральны, т.е. не содержат ни свободных кислот, ни ангидридов. Нейтральна и гумусовая составная часть этих углей. Выделенные из битумов каменных углей циклические углеводороды представляют составную часть *бальзамов* растений, превратившихся в уголь и оставшихся без всяких изменений.

Было показано, что если экстракцию бензолом или спирто-бензольной смесью проводить при $250 - 270^\circ C$ и давлении $5,0 - 5,5$ МПа, выход битумов может быть существенно повышен (до $2,4 - 5,0\%$).

Из каменных и бурых углей экстракцией растворителями выделяют воски – высокомолекулярные высокоплавкие (температура плавления $80 - 120^\circ C$) воски. Они представляют собой твердые кристаллические преимущественно n-алкановые углеводороды.

В настоящее время под каменным углем понимают уголь, имеющий высшую теплоту сгорания более 5700 ккал/кг. Угли классифицируют на классы по выходу летучих (от $0 - 3$ до $> 33\%$), теплоте сгорания (от $5700 - 6100$ до 7750 ккал/кг) и на группы – по способности углей спекаться. **Классификация товарных нефтепродуктов.**

Нефтеперерабатывающая промышленность вырабатывает исключительно большой ассортимент (более 500 наименований) газообразных, жидких и твердых нефтепродуктов. Требования к ним весьма разнообразны и диктуются постоянно изменяющимися условиями применения или эксплуатации того или иного конкретного нефтепродукта.

В основу классификации товарных нефтепродуктов могут быть положены различные принципы, например, по фазовому составу или способу их производства. Поскольку требования как к объему производства, так и к качеству товаров диктуют их потребители, то принято классифицировать нефтепродукты по их назначению, т.е. по направлению их использования в отраслях народного хозяйства.

В соответствии с этим различают следующие группы нефтепродуктов:

- 1) моторные топлива;
- 2) энергетические топлива;
- 3) нефтяные масла;
- 4) углеродные и вяжущие материалы;
- 5) нефтехимическое сырье;
- 6) нефтепродукты специального назначения.

Моторные топлива в зависимости от принципа работы двигателей подразделяют на: 1.1.

Карбюраторные (авиационные и автомобильные бензины);

- 1.2. Реактивные.
- 1.3. Дизельные.

Энергетические топлива подразделяются на:

- 2.1. Газотурбинные.
- 2.2. Котельные.

Нефтяные масла подразделяют на смазочные и несмазочные. Различают следующие подгруппы смазочных масел:

- 3.1. Моторные (для поршневых и для реактивных двигателей).

- 3.2. Трансмиссионные и осевые, предназначенные для смазки автомобильных и тракторных гипоидных трансмиссий (зубчатых передач различных типов) и шеек осей железнодорожных вагонов и тепловозов.
- 3.3. Индустриальные масла предназначены для смазки станков, машин и механизмов различного промышленного оборудования, работающих в разнообразных условиях и с различной скоростью и нагрузкой. По значению вязкости их подразделяют на легкие (швейное, сепараторное, вазелиновое, приборное, веретенное, велоситидр.), средние (для средних режимов скоростей и нагрузок) и тяжелые (для смазки кранов, буровых установок, оборудования мартеновских печей, прокатных станов и др.).
- 3.4. Энергетические масла (турбинные, компрессорные и цилиндровые) - для смазки энергетических установок машин, работающих в условиях нагрузки, повышенной температуры и воздействия воды, пара и воздуха.

Несмазочные (специальные) масла предназначены не для смазки, а для применения в качестве рабочих жидкостей в тормозных системах, в пароструйных насосах и гидравлических устройствах, в трансформаторах, конденсаторах, маслонаполненных электрокабелях в качестве электроизолирующей среды (трансформаторное, конденсаторное, гидравлическое, вакуумное), а также такие, как вазелиновое, медицинское, парфюмерное, смазочно-охлаждающие жидкости и др.

Углеродные и вязущие материалы включают:

- 4.1. Нефтяные коксы.
- 4.2. Битумы.
- 4.3. Нефтяные пеки (связующие, пропитывающие, брикетные, волокнообразующие и специальные).

Нефтехимическое сырье. К этой группе можно отнести:

- 5.1. Ароматические углеводороды (бензол, толуол, ксилолы, нафталин и др.).
- 5.2. Сырье для пиролиза (нефтезаводские и попутные нефтяные газы, прямогонные бензиновые фракции, олефинсодержащие газы и др.).
- 5.3. Парафины и церезины. Вырабатываются как жидкие (получаемые карбамидной и адсорбционной депарафинизацией нефтяных дистиллятов), так и твердые (получаемые при депарафинизации масел). Жидкие парафины являются сырьем для получения белково-витаминных концентратов, синтетических жирных кислот и поверхностно-активных веществ.

Нефтепродукты специального назначения подразделяются на:

- 6.1 Термогазойль (сырье для производства технического углерода).
- 6.2 Консистентные смазки (антифрикционные, защитные и уплотнительные).
- 6.3 Осветительный керосин.
- 6.4 Присадки к топливам и маслам, деэмульгаторы.
- 6.5 Элементная сера.
- 6.6 Водород и др.

Следует отметить, что в последние годы наряду с жидкими топливами стали широко применяться сжатые и сжиженные газы в двигателях с принудительным зажиганием ТВС, дизельных, газотурбинных и др. на автомобильном, железнодорожном и водном видах транспорта.

Эксплуатационные свойства топлив.

Под эксплуатационными свойствами понимают объективные особенности топлива, которые проявляются в процессе применения его в технике. В понятие применения включены все процессы, происходящие в топливе с момента его производства до сгорания.

В соответствии с назначением топлива процесс сгорания является главнейшим и определяющим его эксплуатационные свойства. Иными словами, способность топлива сгорать достаточно полно и равномерно при любых режимах эксплуатации с выделением наибольшего количества тепла - это и есть его важнейшее эксплуатационное свойство. Как было отмечено ранее, эксплуатационное свойство формируется и обуславливается несколькими показателями качества

топлива - теплотой, сгорания, детонационной стойкостью, пределами стабильного горения и т. п. Совокупность всех показателей как единое эксплуатационное свойство топлива, получила название —горючесть.

Процессу сгорания топлива, безусловно, предшествуют процессы его испарения, воспламенения и многие другие. Характер поведения топлива в каждом из этих процессов и составляет суть основных эксплуатационных свойств топлив. В настоящее время порекомендации стандарта рассматривают и оценивают следующие эксплуатационные свойства топлив.

Испаряемость характеризует способность топлива переходить из жидкого состояния в парообразное. Это свойство формируется из таких показателей качества топлива, как фракционный, состав, давление насыщенных паров при различных температурах, поверхностное натяжение и др. Испаряемость имеет важное значение при подборе топлива и во многом определяет технико-экономические и эксплуатационные характеристики двигателей.

Воспламеняемость характеризует особенности процесса воспламенения смесей паров топлива с воздухом. Оценка этого свойства базируется на таких показателях качества, как температурные и концентрационные пределы воспламенения, температуры вспышки и самовоспламенения и др. Показатель воспламеняемости топлива имеет такое же значение, как и горючесть; в дальнейшем эти два свойства рассматриваются совместно.

Горючесть определяет эффективность процесса горения топливовоздушных смесей в камерах сгорания двигателей и топочных устройствах.

Прокачиваемость характеризует поведение топлива при перекачке по трубопроводам и топливным системам, а также при его фильтровании. Это свойство определяет бесперебойность подачи топлива в двигатель при разных температурах эксплуатации. Прокачиваемость топлива, оценивают вязкостно-температурными свойствами, температурами помутнения и застывания, предельной фильтруемостью, содержанием воды, механических примесей и др.

Склонность к образованию отложений — это способность топлива образовывать отложения различного рода в камерах сгорания, в топливных системах, на впускных и выпускных клапанах. Здесь подразумеваются отложения, образующиеся как при относительно низких температурах в системах питания и смесеобразования двигателей, так и отложения нагара, получающиеся при высоких температурах в процессе сгорания топлив. Оценка этого свойства базируется на таких показателях, как зольность, коксуемость, содержание смолистых веществ, непредельных углеводородов и т. д.

Коррозионная активность и совместимость с неметаллическими материалами характеризует способность топлива вызывать коррозионные поражения металлов, набухание, разрушение или изменение свойств резин, герметиков и других материалов. Это эксплуатационное свойство предусматривает количественную оценку содержания в топливе коррозионно-активных веществ, испытание стойкости металлов, резин и герметиков при контакте с топливом.

Защитная способность — это способность топлива защищать от коррозии материалы при их контакте с агрессивной средой в присутствии топлива и в первую очередь способность топлива защищать металлы от электрохимической коррозии при попадании воды. Свойство оценивается специальными методами, предусматривающими воздействие обычной и морской воды на металлы в присутствии топлива.

Противоизносные свойства характеризуют уменьшение изнашивания трущихся поверхностей в присутствии топлива. Это свойство имеет важное значение для двигателей, у которых топливные насосы и топливно-регулирующая аппаратура смазывается только самим топливом без подачи смазочного масла. Свойство оценивается показателями вязкости и смазывающей способности.

Охлаждающая способность определяет возможность топлива поглощать, и отводить тепло от нагретых поверхностей при использовании топлива в качестве теплоносителя. Свойство имеет значение в тех случаях, когда топливо применяют для охлаждения масла, (топливомасляные

радиаторы) или наружной обшивки летательного аппарата при больших скоростях полета. Оценка свойства базируется на таких показателях качества, как теплоемкость и теплопроводность.

Стабильность характеризует сохраняемость показателей качества топлив при хранении и транспортировании. Это свойство оценивает физическую и химическую стабильность топлива и его склонность к биологическому поражению бактериями, грибами и плесенью. Уровень этого свойства позволяет установить гарантийный срок хранения топлива в различных климатических условиях.

Экологические свойства характеризуют воздействие топлива и продуктов его сгорания на человека и окружающую среду. Оценка этого свойства базируется на показателях токсичности топлива и продуктов его сгорания и пожароопасности.

В зависимости от вида топлива и его назначения значимость того или иного эксплуатационного свойства может быть больше или меньше. Ниже изложены закономерности формирования каждого эксплуатационного свойства, общие для всех видов топлив.

Вопросы и задания:

1. Классификация природных энергоносителей.
2. Характеристики товарных нефтепродуктов: нефть, газ и газовый конденсат как основное углеводородное сырье.
3. Эксплуатационные свойства топлив.

Практическое занятие №5. Нефтяные масла; твердые нефтепродукты; продукты специального назначения; совершенствование качества нефтепродуктов и методов их анализа

Цель: приобретение практических навыков, необходимых для принятия технически и экономически обоснованных решений при планировании и проведении научных исследований по проектированию технологических схем и выбору оборудования.

Формируемые компетенции: способность анализировать основные этапы из закономерности исторического развития общества для формирования гражданской позиции (ОК2); готовность изучать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт по тематике исследования (ПК-20).

Актуальность темы: Актуальность практического занятия состоит в том, что знания, полученные в ходе работы, будут использованы при написании курсовых проектов и для определения оптимальных условий управления производственными процессами.

Теоретическая часть:

Классификация минеральных масел.

Минеральные масла, главным образом смазочные, находят широчайшее применение в различных отраслях техники вплоть до ракетной, атомной и космической, они применяются в сельском хозяйстве, энергетике и др.

Основная функция масла – разделение трущихся поверхностей и уменьшение адгезионного взаимодействия между ними, снижение трения, предотвращение задира, заедания и сваривания трущихся металлических поверхностей. Любые поверхности сопряженных деталей имеют шероховатости (выступы). Для движения деталей относительно друг друга требуется преодолеть силы деформационного сопротивления выступов. Таким образом существует статическое трение (покоя) и кинетическое трение (движения). Смазка поверхностей трения уменьшает адгезионную и механическую составляющие силы трения. Смазочный материал разделяет поверхности гидродинамическим, химическим или коллоидно-химическим (адсорбционным) действием.

Смазочные свойства масел определяются присутствием в них веществ, адсорбирующихся на металлических поверхностях или химически взаимодействующих с металлом. При работе машинных механизмов при больших нагрузках и малых скоростях на металлической поверхности масла образуются прочный, но очень тонкий смазочный слой толщиной всего лишь 0,1–1,1

мкм, т.е. 50 – 500 молекулярных слоев. Такой тип смазки получил название граничной. Износ материалов и коэффициент трения при граничной смазке уменьшается в разы по сравнению с сухим трением.

Резкое развитие производства и применения минеральных смазочных масел произошло после того, как профессор Н.П. Петров в 1881 г. опубликовал свой труд по гидродинамической теории смазки. В соответствии с этой теорией смазка зависит только от вязкости смазочного материала. Он показал, что жидкостное трение подчиняется закону, который может быть выражен формулой:

$$\mu = \frac{\mu_0}{h^2} + \mu_1 + \mu_2$$

где μ - коэффициент трения – представляет собой отношение силы трения к нагрузке; μ_0 - динамическая вязкость смазочного масла, иначе говоря, ее коэффициент внутреннего трения; v – скорость трущихся поверхностей друг относительно друга; h – толщина масляного слоя между трущимися поверхностями; p – нагрузка на единицу трущейся поверхности; μ_1 и μ_2 – коэффициенты трения между смазывающей жидкостью и поверхностями трущихся тел (коэффициенты внешнего трения). Для смазки применяются жидкости, смазывающие трущиеся поверхности: минеральные, растительные и животные масла и их смеси. Они растекаются по трущимся поверхностям и образуют тонкий смазывающий слой – гидродинамический клин.

Исследования показывают, что внешнее трение μ_1 и μ_2 во много раз больше внутреннего трения смазывающей жидкости. Ввиду этого в приведенном выше выражении для коэффициента трения μ сумма $\mu_1 + \mu_2$ представляет собой величину, настолько малую по сравнению с величиной μ_0 , что ею во многих случаях можно пренебречь. Таким образом формула для коэффициента трения μ получает упрощенный вид:

$$\mu = \frac{\mu_0}{h^2} \quad (2) \quad \mu = \frac{\mu_0}{h^2} p$$

Хотя стоимость масел (как и большинства нефтепродуктов) не столь велика, от их качества и правильного применения во многом зависит надежность и долговечность работы различного оборудования, гораздо более дорогого, чем сама смазка. Одной из тенденций современного развития техники является максимальное увеличение срока службы смазочных материалов и сокращение затрат на техническое обслуживание техники. Так, срок службы масел в автомобильных карбюраторных двигателях в последние годы увеличился до 30—250 тыс. км пробега, хотя сравнительно недавно не превышал 4—5 тыс. км. Только в результате применения высококачественных масел в 3 — 6 раза увеличен срок службы многих машин и механизмов.

В настоящее время мировое производство масел превышает 30 млн. т/год, расход масел составляет от 0,6 до 3 % масс. на израсходованное топливо.

Качество самих масел улучшают совершенствованием технологии их производства, внедрением процессов гидрокаталитической переработки, широким использованием высокоэффективных присадок а также смешением минеральных масел с синтетическими и полусинтетическими, растительными маслами и животными жирами.

Нефтяные масла классифицируют по ряду признаков (рисунки 1).

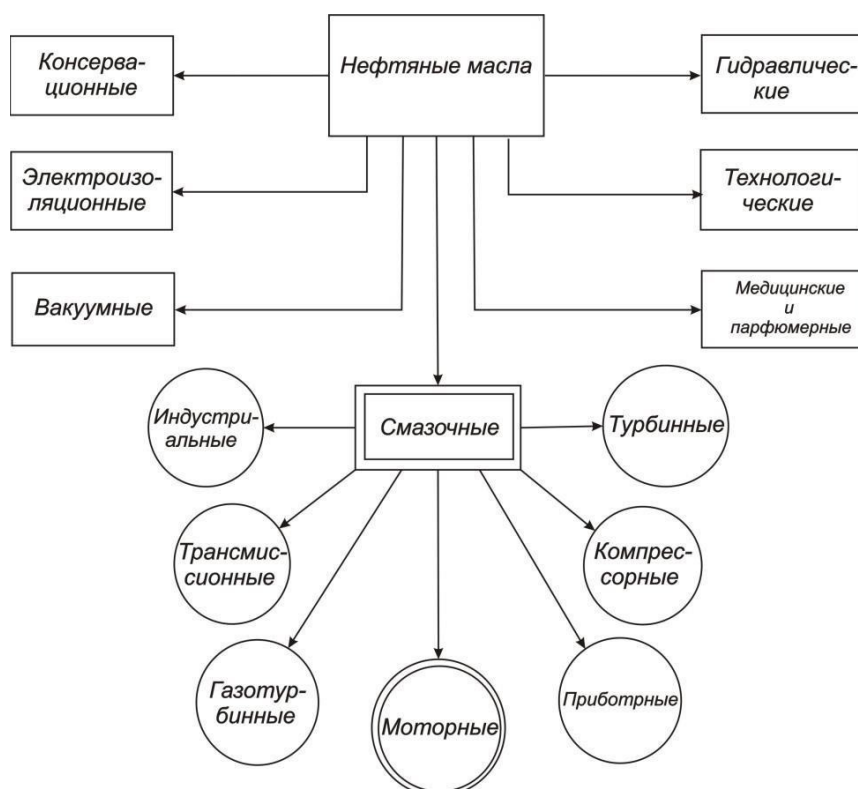


Рисунок1 –Классификациянефтяныхмаселпообластямприменения

По назначению (областям применения) выделяют следующие группы масел: смазочные, консервационные, электроизоляционные, гидравлические, технологические, вакуумные, медицинские и парфюмерные (белые). Наиболее представительны как по ассортименту, так и по объему производства, смазочные масла. Классификация масел по назначению в значительной степени соответствует их функциональному действию. Среди смазочных масел, основным назначением которых является уменьшение трения и износ металлических поверхностей, наиболее значительной группой являются моторные масла, которые, в свою очередь, делятся на масла для карбюраторных, дизельных и поршневых авиационных двигателей. Наиболее широко распространены и работают в наиболее тяжелых условиях моторные масла. Группой моторных масел наиболее обширна: многие из приведенных групп масел делятся еще на несколько подгрупп по более узким областям применения, например по типу машин, в которых они применяются: Жигулевские масла, масла для Волг, масла для КАМАЗа и др.

Индустриальные масла служат для смазки механизмов, работающих при обычных температурах.

Электроизоляционные масла подразделяют на трансформаторные, кабельные и конденсаторные.

В зависимости от назначения нефтяные масла выполняют следующие основные функции: уменьшают силу трения между перемещающимися друг относительно друга поверхностями; снижают износ и предотвращают задир (заедание) трущихся поверхностей; защищают металлы от коррозионного воздействия окружающей среды; отводят тепло, выделяющееся в результате трения, и охлаждают детали; уплотняют зазоры между сопряженными деталями; удаляют с трущихся поверхностей загрязнения и продукты износа, образующиеся в зоне трения. Кроме того, нефтяные масла служат рабочими жидкостями в гидравлических передачах; создают электрическую изоляцию в трансформаторах; конденсаторах и масляных выключателях; снижают вибрацию и шум; защищают детали узлов трения от ударных нагрузок; используются для приготовления присадок, смазок и т. п. Практически невозможно получить масла, хорошо выполняющие все указанные функции. В этом и нет необходимости, так как в зависимости от условий применения масла выполняют лишь

одну — две основные функции, что и обеспечивает их надежную работу. Независимо от условий применения и назначения нефтяные масла должны: надежно выполнять свои функции в широком диапазоне температур, удельных нагрузок и скоростей перемещения трущихся поверхностей; в минимальной степени изменять свои свойства в условиях эксплуатации; оказывать минимальное воздействие на контактирующие с ними материалы; максимально полно удовлетворять правилам техники безопасности и в минимальной степени загрязнять окружающую среду (иметь хорошие экологические свойства); быть обеспечены постоянной сырьевой базой и экономичны в эксплуатации, иметь невысокую стоимость. Кроме того, к маслам предъявляют некоторые специфические требования (минимальная вспениваемость, высокая газостойкость, хорошие диэлектрические и оптические свойства и т.п.).

По способу производства и в зависимости от вида нефтяного сырья их подразделяют на: дистиллятные, полученные из масляных фракций вакуумной перегонки мазута; остаточные, полученные из остатков от вакуумной перегонки мазута (гудрона). Смешением дистиллятных базовых масел друг с другом или с остаточными маслами получают компаундированные масла. В последние годы производят и применяют как самостоятельно, так и в смеси с минеральными маслами, **синтетические масла**. Самостоятельную группу составляют **загущенные масла**, приготовляемые введением в базовые масла полимерных присадок, повышающих вязкость, и часто индекс вязкости масел.

По способу очистки в зависимости от используемых реагентов различают масла кислотно-щелочной, кислотно-контактной, селективной, адсорбционной очистки, а также масла гидрогенизационных процессов (гидроочистки, гидрокрекинга, гидроизомеризации, гидродепарафинизации и т. п.).

Моторные масла

Моторные масла предназначены для смазки автомобильных, авиационных поршневых и авиационных турбовинтовых двигателей, для вертолетов, газоперекачивающих станций и др. Доля их в общем объеме производства масел в России составляет около 60 %.

На рисунке 2 приведена схема системы смазки отечественных автомобилей.

Моторные масла в двигателях работают длительное время при температурах от 50 до 2500 °С, подвергаются воздействию кислорода воздуха и часто в присутствии различных металлов, которые могут быть катализаторами их окисления.

Для производства базовых масел с уровнем качества, отвечающего современным требованиям, увеличения их выхода и использования нефти любых качеств, применяются новые технологические процессы, формирующие заданные качества масел: гидрооблагораживание рафинатов, гидрокрекинг (изокрекинг) при высоком давлении, изодепарафинизация и каталитическая депарафинизация высокопарафинистого сырья (парафин, гач, петролатум).

Химические превращения сырья, во всех приведенных процессах, осуществляются в присутствии катализатора при повышенных температурах и давлении водорода.

Моторные масла производятся на нефтяной основе, полусинтетические, синтетические и компаундированные: смеси нефтяных и синтетических с добавкой растительных масел и животных жиров.

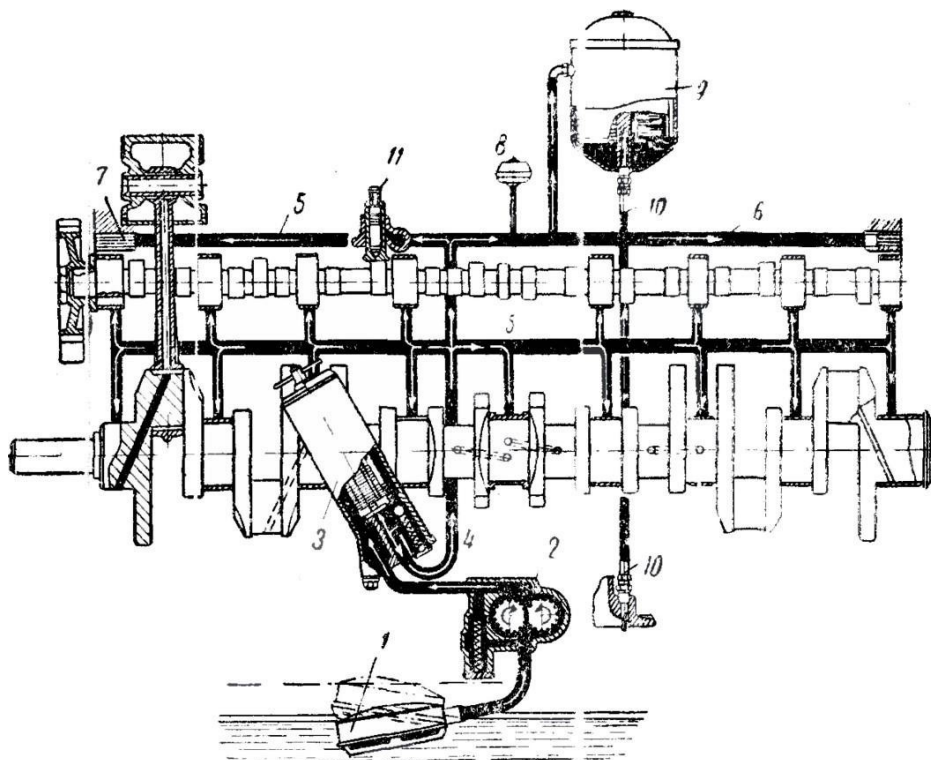


Рисунок 2 – Схема системы смазки двигателя

1-маслоприемный плавучий фильтр; 2-масляный насос с перепускным клапаном; 3 - наружный масляный фильтр грубой очистки; 4 - поперечный масляный канал блока цилиндров; 5 - главная маслораспределительная магистраль; 6 - магистраль гидравлических толкателей; 7 - перепускные клапаны магистрали 6; 8 - датчик масляного манометра; 9 - масляный фильтр тонкой очистки; 10 - сливная трубка масляного фильтра 9; 11 - гидравлический толкатель

Особенно тяжелы условия применения смазочных масел в судовых мало- и среднеоборотных дизельных двигателях, так как в двигателях используют тяжелые сернистые топлива, возможен контакт масла с водой, двигатели часто импортного производства, двигатели работают в форсированном режиме. Они должны обеспечивать бесперебойную работу в течение 10 – 15 тысяч часов работы. В состав масел вводят до 30 – 35 % присадок, в частности высокощелочных.

Индустриальные масла

Доля индустриальных масел в общем объеме производства смазочных масел в России превышает 30 %. Их ассортимент велик и насчитывает более 90 наименований. Индустриальные масла общего назначения служат для смазывания наиболее широко распространенных узлов и механизмов оборудования различных отраслей промышленности. Представляют собой очищенные дистиллятные и остаточные масла или их смесь. Масла серии "И" не содержат в своем составе присадок, а серии "ИГП" содержат различные присадки. Индустриальные масла специального назначения обычно содержат присадки и предназначены для использования в узких или специфических областях. В марках индустриальных масел цифра указывает значение кинематической вязкости при 50°C. В зависимости от области применения они подразделяются на 2 группы – обычного и специального назначения.

Осевые масла

Осевые масла предназначены для смазывания осей колесных пар железнодорожных вагонов и тепловозов, тендеров паровозов с подшипниками скольжения, подшипников электровозов и других узлов трения подвижного состава железнодорожного транспорта и некоторых промышленных механизмов. Они представляют собой неочищенные мазуты эмбенских, ярегских и

некоторых других нефтей. Их изготавливают без присадок следующих марок: летнее "Л", зимнее "З" с температурой застывания 40°C и северное "С" с температурой застывания 55°C.

Трансмиссионные масла

Трансмиссионные масла (ТМ) служат для смазки агрегатов трансмиссий транспортных машин и промышленных редукторов.

Агрегаты трансмиссий транспортных машин предназначены для передачи мощности от двигателя к движителю (колесу, гусенице, гребному валу и т.д.).

Они подразделяются на механические и гидравлические. Механическая трансмиссия состоит обычно из сцепления, коробки передач, карданной передачи и ведущего моста. На автомобилях повышенной проходимости (с двумя или более ведущими мостами) в трансмиссию дополнительно включают раздаточные коробки и коробки отбора мощности. К числу основных агрегатов механических трансмиссий различных типов (цилиндрических, конических, червячных, гипоидных и др.), смазываемых маслами относятся коробки передач, ведущий мост, коробка отбора мощности и раздаточная коробка.

Гидравлические масла

Гидравлические масла (МГ) применяются в гидравлических системах мобильной техники.

Сюда же относят тормозные жидкости: "Нева", "Томь", "БСК" и др. Основное назначение тормозной жидкости – передача энергии от главного тормозного цилиндра или цилиндра сцепления к колесным цилиндрам, которые прижимают тормозные накладки к тормозным дискам или барабанам и к сцеплению. Тормозные жидкости представляют собой смеси различных эфиров, касторового масла и спиртов (бутилового) и их смесей и др.

Амортизационные жидкости АЖ-12Т, ИГП-12, ГРЖ и др. предназначены для гашения колебаний кузова на упругих элементах подвески, они делают ход автомобиля плавным даже при движении по бездорожью. Они представляют собой маловязкую нефтяную основу, содержащую ряд присадок.

Антифризы применяются для заполнения систем охлаждения двигателя при температурах ниже нуля градусов. Они представляют собой смеси этиленгликоля с водой. В зависимости от содержания этиленгликоля в смеси меняется температура застывания антифриза:

Тосол-40 содержит 40% этиленгликоля и имеет температуру застывания минус 40°C.

Энергетические масла

Большая группа масел относится к энергетическим маслам. Это турбинные, электроизоляционные и компрессорные масла.

Турбинные масла применяются для смазки и охлаждения подшипников, турбоагрегатов, маслonaпорных установок гидротурбин, судовых паротурбинных установок, вентиляторов и дымоходов и др. Они должны прежде всего обладать хорошей стабильностью против окисления при рабочей температуре (60 – 100°C и выше); обеспечивать длительную бесшумную (несколько лет) работу без выделения продуктов окисления, а также иметь низкую устойчивость к образованию пены. Такие свойства турбинных масел обеспечиваются глубокой селективной или кислотной очисткой или введением композиции присадок, улучшающих антиокислительные, антикоррозионные, деэмульгирующие, антипенные и прочие свойства. С учетом этого выпускается 2 группы турбинных масел – масла без присадок (Тн-22, Тн-30 и Тн-46) и масла с присадками. Турбинные масла без присадок вырабатываются из малосернистых беспарафинистых нефтей.

Масляная система современной стационарной или судовой турбины вмещает несколько тонн масла. Длительный срок службы масла достигается его высокой стабильностью, т. е. способностью сохранять первоначальные качества, противостоять действию внешних факторов, как высокая температура, кислород воздуха, вода и т. д.

Охлаждая подшипники турбины, шестерни редуктора и другие трущиеся детали машин, масло само нагревается до 60—65°C. При этой температуре может происходить окисление масла, в результате которого образуются кислоты и другие продукты, часть которых растворима в масле,

а часть не растворяется и выделяется из масла в виде шлама или осадка. Некоторые из образующихся при этом кислот, когда содержание их в масле становится значительным, могут стать причиной коррозии металлических частей машины, сопровождающейся образованием соответствующих солей этих кислот, ускоряющих процесс дальнейшего окисления масла и понижающих его деэмульгирующие качества.

Вследствие умеренной температуры скорость окисления масла в этих системах обычно невелика и соответственно срок бесслезной службы масла может быть очень значительным и достигает в турбинах 15-25 тыс. час.

В системе смазки гидротурбогенераторов, где температура, как правило, не превышает 45°, скорость изменения масла еще меньше. Например, на ряде турбин одной из наших гидроэлектростанций кислотное число масла за 8 лет (около 65 тыс. час.) работы изменилось всего от 0,03 до 0,111-0,186 мг КОН при сохранении в допустимой норме всех остальных констант масла.

Компрессорные масла предназначены для смазки различных узлов и деталей (цилиндров, клапанов и др.) воздуходувки, одно- и многоступенчатых компрессорных машин среднего и высокого давления, а также для создания уплотнительной группы. Требования к качеству компрессорных масел примерно аналогичны требованиям, предъявляемым к качеству моторных масел. Компрессорные масла включают цилиндрические масла для паровых компрессоров, масла для холодильных машин и различных компрессоров.

Компрессорные масла различают по областям применения, так, например, для смазки холодильных аммиачных машин используют масла ХА, а для смазки холодильных фреоновых машин масла ХФ. Эти масла характеризуются низкими температурами застывания.

Цилиндрические масла

Цилиндрические масла предназначены, преимущественно, для смазывания горячих деталей паровых машин. Они представляют собой дистилляты щелочной очистки или остаточные масла серно-кислотной или селективной очистки без присадок. Легкие масла 11, 24 (цифра показывает значение вязкости при 100°С) предназначены для смазывания цилиндров и золотников паровых машин, работающих насыщенным паром. Тяжелые цилиндрические масла 38 и 52 используют для машин, работающих перегретым паром соответственно до 350 и выше 350°С. **Пластичные смазки**

Смазки представляют собой высокоструктурированные дисперсии твердых загустителей в жидкой среде. Они относятся к числу смазочных материалов, широко используемых в различных областях техники. Первой смазкой была колесная смазка, изготовленная из нефтяных остатков, загущенных кальциевыми мылами смоляных кислот. Всесторонние исследования смазок выявили их коллоидную природу, позволили научно обосновать подходы к их производству и применению.

Несмотря на сравнительно малые объемы производства (4-5% от общего объема производства смазочных материалов) поразнообразию областей применения смазки превосходят другие смазочные материалы.

Как правило, смазки состоят из трех компонентов: 70-90% дисперсионной среды (жидкой основы), 10-13% дисперсной фазы (твердого загустителя) и 1 - 15% добавок (модификаторов структуры, присадок и наполнителей). В качестве дисперсионной среды используют преимущественно нефтяные масла, иногда - синтетические или их смеси с нефтяными маслами. Наиболее широко используют индустриальные масла средней вязкости (40— 60 мм²/с при 50 °С). Синтетические масла (полисилоксаны, сложные эфиры, полигликоли, фтор- и хлорорганические жидкости) применяют, как правило, для приготовления смазок, используемых в высокоскоростных подшипниках, работающих в широком диапазоне температур. В связи с высокой стоимостью синтетических масел, а также с целью улучшения их отдельных эксплуатационных свойств (например, смазочной способности и защитных свойств полисилоксанов) используют смеси синтетических и нефтяных масел.

Загустителями являются металлические мыла (соли высокомолекулярных жирных кислот), твердые нефтяные углеводороды (церезины, петролатумы) и некоторые продукты неорганического (бентонит, силикагель) и органического (пигменты, сажи, кристаллические полимеры, производные

мочевины) происхождения. Наиболее распространенными загустителями являются мыла и твердые углеводороды. В зависимости от типа загустителя содержание его в смазках колеблется от 8 до 25% масс.

Для регулирования структуры и улучшения функциональных свойств в смазки вводят добавки - наполнители и присадки. Наполнители — твердые высокодисперсные вещества, практически не растворимые в дисперсионной среде и всегда образующие в смазках самостоятельную фазу с частицами размером, значительно превосходящим размеры мыльных волокон. Наиболее распространены слоистые наполнители кристаллической структуры, обеспечивающие высокую смазочную способность (графит, дисульфид молибдена, нитрид бора, слюда и др.).

Присадки почти всегда растворимы в дисперсионной среде и оказывают существенное влияние на структуру и реологические свойства смазок, что осложняет их применение по сравнению с маслами. Для улучшения свойств смазок применяют в основном те же присадки, что и при производстве нефтяных масел; основными являются антиокислительные, противозадирные и противоизносные, ингибиторы коррозии.

Смазки классифицируют по составу и назначению. По типу загустителя смазки подразделяют на мыльные, углеводородные и смазки на неорганических загустителях. Мыльные смазки, в свою очередь, делятся на обычные мыльные смазки, смазки на комплексных (в состав загустителя входят соли низко- и высокомолекулярных кислот) и смешанных (в состав загустителя входят соли различных металлов) мыльных загустителях. По типу катиона смазки делят на кальциевые, натриевые, литиевые, бариевые, алюминиевые и т. п.

По назначению смазки делят на: антифрикционные — для снижения трения и износа деталей машин и механизмов; консервационные — для защиты металлических изделий от коррозии; уплотнительные — для герметизации трущихся поверхностей, зазоров и щелей; специальные — фрикционные, приработочные, противообледенительные и др. Большая часть смазок относится (как по ассортименту, так и по объему производства) к первым двум группам. Для приготовления антифрикционных смазок применяют в основном мыльные загустители, для консервационных — углеводородные. С точки зрения применения пластичные смазки наиболее эффективны при высоких температурах и контактных нагрузках, в узлах трения, работающих периодически или с частым изменением направления движения. Смазки хорошо герметизируют узлы трения, при их использовании снижаются затраты на смазочные материалы и обслуживание механизмов.

Смазочно-охлаждающие жидкости

Смазочно-охлаждающие средства (СОТС), (называвшиеся смазочно-охлаждающими жидкостями - СОЖ) применяют для облегчения резания металлов, являющегося одним из распространенных и весьма трудоемких процессов в машиностроении. Процессы резания в зависимости от назначения, условий проведения, состава и свойств обрабатываемого металла существенно различаются скоростями, локальными температурами поверхностей трения (до 1700 °С) и контактными давлениями (до 4000 МПа). Применение высококачественных СОТС позволяет увеличить скорость резания и уменьшить износ дорогостоящего режущего инструмента.

Функции СОТС при резании металлов многообразны: повышение стойкости режущего инструмента, улучшение качества обрабатываемой поверхности, уменьшение силы резания и расходуемой мощности станка, обеспечение надежного удаления стружки и абразивных частиц из зоны резания, защита металлических изделий от коррозии. Для этого СОТС должны иметь высокое смазочное действие, эффективно охлаждать контактные поверхности и обладать хорошей моющей способностью.

Охлаждающее действие СОТС проявляется не только в отводе тепла от нагретых трущихся поверхностей, но и в уменьшении его выделения при резании. Моющее действие СОТС заключается в удалении частиц металла и продуктов износа инструмента из зоны резания и деталей станка, что особенно важно при работе с абразивным инструментом (шлифовании и т. п.).

СОТС должны обладать не только хорошими смазочными, охлаждающими и моющими свойствами, но и выдерживать требования по коррозии, стабильности во времени, бактерицидности, токсичности и гигиеничности; не должны разъедать краску оборудования, вспениваться и разбрызгиваться, разрушать изоляцию электрооборудования, испаряться, должны быть пожаро- и взрывобезопасными.

В настоящее время резание металлов осуществляется с применением масляных, водно-масляных и водных сред с добавками ПАВ, химически активных присадок и твердых высокодисперсных порошков. Наиболее широко применяют водно-масляные СОТС (эмульсии типа «масло в воде»), а также водные растворы растворимых в воде масел с присадками (так называемые «растворимые масла»). Значительно реже (при резании труднообрабатываемых материалов, где требуется высокая смазочная способность) применяют нефтяные масла с композициями присадок. Товарные СОТС представляют собой коллоидные растворы, состоящие из 6-10 компонентов (нефтяных масел, жиров растительного и животного происхождения, различных ПАВ и присадок). Исходными продуктами для приготовления водно-масляных СОТС являются эмульгирующие составы — эмульсолы. Эмульсолы представляют собой сложные коллоидные системы на основе нефтяных масел (75—85%) с добавкой эмульгаторов, присадок и других компонентов.

Вязкость нефтяных масел, на которых готовят смазочно-охлаждающие средства, изменяется в довольно значительном диапазоне в зависимости от вида и режима обработки. Вязкость влияет на стойкость инструмента и чистоту обработанной поверхности: при высокой вязкости СОТС затрудняется их доступ в зону резания, ухудшается смывающее действие, повышается унос жидкости со стружкой. Высоковязкие СОТС характеризуются повышенной вспениваемостью и низким охлаждающим эффектом, маловязкие — повышенной испаряемостью и разбрызгиванием. В СОТС чаще всего применяют промышленные масла вязкостью не более 30 мм²/с при 50 °С. Однако для сверления глубоких отверстий, абразивной обработки применяют маловязкие масла (2-5 мм²/с при 50 °С), а для резки, нарезания и протягивания — высоковязкие (до 40 мм²/с при 50 °С).

В качестве эмульгаторов используют натриевые и калиевые мыла жирных кислот, сульфаты и др., эффективно понижающие поверхностное натяжение на границе раздела «вода — масло» и тем самым способствующие эмульгированию, а также предотвращающие слипание капелек эмульсии. Обычно эмульсолы уже на месте потребления разводят водой для получения товарных смазочно-охлаждающих эмульсий (2—10% активного вещества).

Качество СОТС повышают введением присадок различного функционального действия, чаще всего композиций присадок (15-20%). Обычно добавляют противоизносные и противозадирные присадки. Чтобы подавить пенообразование масляных СОТС, в них часто добавляют противопенные присадки. Эффективно применение в смазочно-охлаждающих средствах дисульфида молибдена и графита, хотя трудно предотвратить выпадение их частиц в осадок из жидкой среды.

Специфика и разнообразие условий обработки металлов резанием предъявляют различные требования к свойствам смазочно-охлаждающих жидкостей. Вследствие этого существует довольно широкий ассортимент СОТС (более 20 продуктов), используемых для обработки металлов резанием: эмульсолы Э-2(Б) и Э-3(Б), ЭТ-2, ЭГТ, ЭМУС, НГЛ-205, СДМУ-2 и др.; масляные СОТС,готавливаемые на маслах серии В, и т. п.

Четкого разделения областей применения масляных и водно-масляных СОТС нет. Нередко для одних и тех же условий можно успешно применять как водные, так и масляные жидкости. Однако обычно СОТС на водной основе применяют в менее жестких условиях, где важно их охлаждающее действие. Так, при мягких режимах резания, осуществляемого с большой скоростью (точении и шлифовании цветных металлов), охлаждающая способность жидкостей имеет большее значение, чем смазочная; в этом случае применяют, как правило, водные СОТС с низкой концентрацией эмульсола. По мере возрастания трудности обработки увеличивается необходимость в улучшении смазочной способности СОТС. В этом случае заметно увеличивают концентрацию

эмульсола в водно-масляных средств или применяют масляные СОТС. При больших глубинах резания (малых скоростях) используют исключительно масляные СОЖ с высоким содержанием присадок, улучшающих смазочную способность.

Парафиныицерезины

Парафины получают путем обезмасливания гачей, выделенных при депарафинизации 350-420 °С (или 350-460 °С), прошедшей селективную очистку. Представляют собой концентрат смеси углеводородов нормального строения C_{20} – C_{35} чистотой по этим углеводородам от 88 до 98% (масс.). Внешний вид их – это белая кристаллическая твердая масса, имеющая температуру плавления в пределах 45 – 58 °С в зависимости от углеводородного состава и степени очистки.

Область применения парафинов очень широка и включает главным образом тароупаковочные изделия, производство моющих средств, пластикаторов, пластичных смазок, полировальных материалов и т. д.

В зависимости от степени очистки от масла и канцерогенных веществ области применения

вырабатывают парафины высокоочищенные (B_2 – B_5), для пищевой промышленности (P_1 – P_2) и технического назначения (T_1, T_2, T_3 и C).

Церезины получают в результате обезмасливания петролатума, выделяемого после депарафинизации деасфальтизата гудрона. Применяют их в основном в производстве консистентных смазок и мастик, а также слоистых бумаг и картона (для создания влагонепроницаемой пленки). Церезином пропитывают также керамические изоляторы для повышения их влагостойкости. В последнее время они в смеси с парафинами и низкомолекулярными полимерными материалами находят широкое применение в специальных композиционных составах.

Из церезинов общего назначения гидроочисткой могут быть получены глубокоочищенные церезины белого света, которые используют для композиций, служащих в качестве покрытий пищевых продуктов (сыра).

Битумы

Битумы являются с давних пор одним из наиболее известных инженерно-строительных материалов. Его адгезионные и гидрофобные свойства использовались уже в древней цивилизации. В настоящее время области использования битумов чрезвычайно широки: дорожное строительство, изготовление кровельных материалов, строительство зданий и сооружений, для изоляции трубопроводов, применение в лакокрасочной и кабельной промышленности, для заливочных аккумуляторных мастик и др.

Изготавливают их из окисленных продуктов прямой перегонки нефти и компаундированных окисленных и неокисленных продуктов, получаемых при прямой перегонке нефти и экстракционным разделением нефтепродуктов (асфальты деасфальтизации, экстракты селективной очистки).

Битумы принято классифицировать по назначению на: дорожные, кровельные, изоляционные, строительные и специальные.

В наибольшем объеме (около двух третей от общего выпуска) выпускаются дорожные битумы, которые подразделяются на вязкие, предназначенные для выполнения основных дорожно-строительных работ, и жидкие трех классов (быстрогустеющие - БГ, густеющие со средней скоростью - СГ и умеренногустеющие - МГ), предназначенные для удешевления дорожного строительства. Жидкие битумы готовят путем разжижения вязких битумов жидкими нефтепродуктами (керосины, соляры и др.) с добавлением поверхностно-активных веществ. Далее по количеству потребления идут кровельные битумы, которые подразделяются на пропиточные и покровные. Значительную долю от общего выпуска составляют битумы, применяемые преимущественно в качестве гидроизоляционного материала. Изоляционные битумы используют в основном для изоляции трубопроводов от грунтовой коррозии.

Битумы характеризуются следующими показателями: твердостью - глубиной проникания стандартной иглы (пенетрацией), температурой размягчения, хрупкости, растяжимостью и впитывающей способностью.

(дуктильностью), адгезией, температурой вспышки, реологическими и некоторыми другими свойствами.

Нефтяной кокс

Нефтяной кокс представляет собой твердый пористый черного цвета продукт глубокого уплотнения нефтяных остатков. По способу получения их подразделяют на коксы замедленного коксования и коксы, получаемые коксованием в периодических кубах крекинговых или пиролизных остаточных продуктов переработки нефти. Кокс широко применяют в различных областях народного хозяйства: цветная и черная металлургия, химическая промышленность, производство карбидов, синтетических алмазов, ядерная энергетика, авиационная и ракетная техника, электро- и радиотехника и др.

Коксы замедленного коксования подразделяют на марки в зависимости от размеров кусков: КЗ-25 - кокс с размером кусков свыше 25 мм, КЗ-8 - от 8 до 25 мм, КЗ-0 - менее 8 мм. Коксы, получаемые коксованием в кубах, подразделяются на марки в зависимости от исходного сырья и назначения: КНКЭ - крекинговый электродный, КНПЭ - пиролизный электродный и КНПС - пиролизный специальный.

Вопросы задания:

1. Приведите примеры классификации смазочных масел.
2. Перечислите основные виды масел.
3. Назовите твердые нефтепродукты.
4. Перечислите продукты специального назначения.
5. Расскажите о совершенствовании качества нефтепродуктов и методов их анализа.

Практическое занятие №6. Поточные схемы нефте- и газоперерабатывающих заводов, глубина переработки нефти, основные технологические процессы, реализованные на нефтеперерабатывающих заводах: процессы первичной переработки нефти, термодеструктивные процессы, каталитические процессы переработки нефтяного сырья

Цель: приобретение практических навыков, необходимых для принятия технических и экономически обоснованных решений при планировании и проведении научных исследований по проектированию технологических схем и выбору оборудования.

Формируемые компетенции: способность анализировать основные этапы и закономерности исторического развития общества для формирования гражданской позиции (ОК2); готовность изучать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт по тематике исследования (ПК-20).

Актуальность темы: Актуальность практического занятия состоит в том, что знания, полученные в ходе работы, будут использованы при написании курсовых проектов и для определения оптимальных условий управления производственными процессами.

Теоретическая часть:

Существует несколько вариантов технологических схем переработки нефти, которые в общем виде могут быть сведены к трем-четырем основным типам:

- 1) топливная с глубокой переработкой нефти;
- 2) топливная с глубокой переработкой нефти;
- 3) топливная с блоком производства масел;
- 4) топливная с блоком установок получения ароматических углеводородов, парафинов и олефинов – сырья для нефтехимии.

На заводах, работающих по первым двум схемам, вырабатываются в основном различные топлива – бензин, авиационный и осветительный керосины, дизельное, газотурбинное, печное и котельное топлива, а также жидкий парафин, ароматические углеводороды (бензол, толуол, суммарные и индивидуальные ксилолы) и другие продукты. При глубокой переработке нефти

отбор светлых нефтепродуктов составляет не более 40-45 %, а выработка котельного топлива достигает 50-55 % в расчете на исходную нефть.

Предприятия с неглубокой переработкой нефти проектировали и строили в 1950-1980-х гг. в тех районах, где отсутствуют такие источники энергии, как каменный уголь, природный газ и где в связи с этим для энергетических установок использовалось котельное топливо нефтяного происхождения (мазут). Заводы топливного профиля с неглубокой переработкой нефти были построены в европейской части России (Кириши), в Белоруссии (Мозырь), странах Восточной и Западной Европы.

Заводы топливного профиля с глубокой переработкой нефти сооружены в США, на Ближнем и Среднем Востоке. В США, где особенно велика потребность в бензине и в других светлых нефтепродуктах, имеются заводы, вырабатываемые только в количествах, необходимых для обеспечения собственной потребности предприятия.

В России в настоящее время активно ведется проектирование и строительство комплексов глубокой переработки нефти на многих предприятиях, в том числе на тех, которые были первоначально запроектированы как заводы с неглубокой переработкой нефти.

На НПЗ с такой схемой переработки первичную перегонку нефти проводят на атмосферно-вакуумных установках (АВТ) (рис. 1). Помимо атмосферных дистиллятов на этой установке получают вакуумный дистиллят – фракцию 350-500 °С и гудрон. Атмосферные дистилляты (бензиновый, керосиновый и дизельный) перерабатывают так же, как на заводе с неглубокой переработкой нефти. Бензиновый дистиллят разделяют на фракции. Легкий бензин (фракция, выкипающая в интервале н.к.-62 °С) подвергают изомеризации с получением высокооктанового изокомпонента. Фракцию 62-105 °С (62-140 °С) подвергают каталитическому риформингу с получением ароматического концентрата, из которого затем выделяют арены (бензол, толуол, ксилолы). Фракцию 105-180 °С (140-180 °С) направляют на каталитический риформинг для получения высокооктанового компонента товарного автомобильного бензина. Мазут поступает в вакуумную колонну, где разделяется на фракции – вакуумный дистиллят (350-500 °С) и гудрон. Вакуумный дистиллят перерабатывается в процессе гидрокрекинга с получением максимального количества бензина или керосина, или малосернистого дизельного топлива.

Гидроочищенный тяжелый газойль гидрокрекинга поступает на каталитический крекинг с получением высокооктанового бензина, легкого газойля (используемого после облагораживания в качестве компонента дизельного топлива) и тяжелого газойля (сырья для технического углерода и для установок замедленного коксования). На некоторых заводах каталитический крекинг работает в режиме получения максимального количества пропилена – сырья для нефтехимии. Гидроочищенный тяжелый газойль гидрокрекинга также является сырьем для получения базовых масел III группы путем гидроизомеризации. Гудрон можно использовать для получения битума, но основное его количество, как правило, направляют на непрерывное коксование с газификацией или на замедленное коксование при необходимости получения кокса.

Если основное направление – получение светлых нефтепродуктов, то используют непрерывное коксование. Бензин термических процессов целесообразно гидроочищать с применением процессов глубокого гидрирования и последующего риформинга, а легкий газойль коксования после гидроочистки и гидрирования рекомендуется применять как компонент дизельного топлива. Гудрон также может подвергаться деасфальтизации с получением деасфальтизата, который отправляют на гидрокрекинг, или на производство остаточных масел, а асфальт может являться сырьем для установки замедленного коксования или установки газификации. Если на НПЗ отсутствуют установки коксования и гидрокрекинга гудрона, то для превращения гудрона в котельное топливо необходима установка висбрекинга.

Разработка технологической части проектов нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов ведется на основании комплекса исходных данных и/или технологического регламента на проектирование, которые выдаются научно-исследовательскими институтами, и базовых данных (basic data), разрабатываемых зарубежными фирмами-лицензиарами.

Эти данные могут быть условно разделены на несколько групп.

В первую группу входят характеристика исходного сырья, которое предполагается использовать на проектируемом заводе, и данные о количестве и качестве промежуточных и конечных (товарных) продуктов, которые могут быть получены из этого сырья. В отдельную группу выделяют данные о мероприятиях, которые должны быть предусмотрены для охраны водного и воздушного бассейнов и почвы от загрязнений вредными выбросами.

Перед началом проектирования заказчик определяет головную организацию по выдаче данных для проектирования. Обязанности головной организации при проектировании НПЗ в России в течение многих лет выполнялись Всероссийским научно-исследовательским институтом по переработке нефти (ВНИИ НП). В настоящее время российские заказчики зачастую привлекают в качестве ведущей организации по выдаче данных для проектирования широко известные во всем мире компании UOP (США), "Axens" (Франция) и др.

Головная организация проводит детальное исследование представленных образцов сырья. Сырье подвергается переработке на полупромышленных или промышленных установках, воспроизводящих реальные технологические процессы, намечаемые к осуществлению на проектируемом заводе. В тех случаях, когда реальное сырье по каким-либо причинам отсутствует и провести его исследование не представляется возможным, выдаются данные, полученные при изучении аналога.

Ниже приводится краткая характеристика основных технологических процессов переработки нефти и нефтехимического синтеза и их места в схеме завода.

Обессоливание и обезвоживание. Нефть, добываемую из земных недр, отделяют на промыслах от растворенного газа, воды и солей. В зависимости от степени подготовки нефти к транспортировке и переработке установлено три группы нефти, отличающиеся содержанием воды (0,5; 1 %) и хлоридов (до 100, 100-300, 300-900 мг/л).

Вся нефть, поступающая для переработки на технологические установки НПЗ, должны быть обезвожены и обессолены до остаточного содержания солей 3-5 мг/л. Обезвоживание и обессоливание проводятся на отдельных установках или блоках, входящих в состав установок первичной перегонки. Рекомендации по проектированию установок обессоливания, которые выдает научно-исследовательская организация, содержат сведения о температуре и давлении процесса,

расходе промывной воды и деэмульгатора, конструкции электродегидраторов и смесителей, материальном исполнении основного оборудования.

Первичная перегонка предназначена для получения нефтяных фракций, которые используются как сырье для последующей переработки или в качестве компонентов товарной продукции. Первичная перегонка осуществляется на атмосферных (АТ) и атмосферно-вакуумных (АВТ) трубчатках. Первичная перегонка на современных НПЗ часто комбинируется с обессоливанием нефти и вторичной перегонкой бензинов, целью которой является получение узких бензиновых фракций для производства ароматических углеводородов и высокооктанового бензина. В табл. 1 приводятся перечень фракций различного типа, получаемых на установках первичной перегонки, и направления для их дальнейшего использования.

Исследовательские данные для проектирования установок первичной перегонки нефти содержат исходные данные и рекомендации по выбору технологической схемы, ассортименту получаемых фракций, расходу водяного пара в атмосферную и вакуумные колонны, защите оборудования от коррозии.

Таблица 1 – Перечень получаемых при первичной перегонке фракций и направления их использования

Фракции и их условные наименования	Получается			Возможные направления использования
	На АТ	На топливной АВТ	На топливно-масляной АВТ	
Головка стабилизации	+	+	+	Сырье газофракционирования, бытовой сжиженный газ
Бензиновые фракции: н.к- 62 °С	+	+	+	Сырье установок изомеризации, компонент бензина
62-85 °С	+	+	+	Сырье установок риформинга, на которых производится бензол
85-105 °С	+	+	+	Сырье установок риформинга, на которых производится толуол и лигвей высокооктановый бензин
105-140 °С	+	+	+	Сырье установок риформинга, на которых производятся ксилолы и лигвей высокооктановый бензин
140-180 °С	+	+	+	Сырье установок риформинга, на которых производится высокооктановый бензин, и установок гидроочистки средних дистиллятов, компонент товарного керосина
Керосиновая фракция (180-230 °С)	+	+	+	Сырье установок гидроочистки средних дистиллятов, компонент товарного керосина и дизельного топлива
Дизельная фракция, атмосферный газойль (230-350 °С)	+	+	+	Сырье установок гидроочистки средних дистиллятов, компонент товарного дизельного топлива
Мазут (фракция выше 350 °С)	+	+	+	Котельное топливо, сырье установок вакуумной перегонки

Каталитический риформинг. С помощью этого процесса на современных НПЗ получают высокооктановые базовые компоненты автомобильных бензинов, а также индивидуальные ароматические углеводороды – бензол, толуол, ксилолы. Наилучшим сырьем при производстве высокооктановых бензинов являются прямогонные бензиновые фракции 85-180 °С и 105-180 °С, для получения ароматических углеводородов используются узкие бензиновые фракции 62-85 °С, 85-105 °С, 105-140 °С и их смеси. Разработка процесса риформинга в России ведется во ВНИИ Нефтехиме (г. Санкт-Петербург), катализаторов в НПП Нефтехим (г. Краснодар) и ИППУ СО АНРФ. Ведущими мировыми лицензиарами процессов каталитического риформинга являются компании UOP и "Axens", катализаторов – UOP, "Criterion", "Axens", "НКТоснефть".

Проектировщики получают от лицензиаров следующие основные сведения о процессе: характеристику сырья и катализата, выход и состав газообразных продуктов, рекомендуемые режимы работы в цикле реакции (температура, давление, кратность циркуляции водородсодержащего газа, объемная скорость подачи сырья, температурный перепад по реакторам) и регенерации (количество кокса, температура регенерации), тип катализатора и срок его службы, продолжительность цикла реакции.

Для установок риформинга, имеющих в своем составе блок экстракции ароматических углеводородов, выдают, кроме того, рекомендации по выбору типа экстрагента, температуре и давлению процесса, массовое соотношение растворитель:сырье, количество рисайкла в процентах к сырью, данные по регенерации растворителя и вторичной ректификации ароматических углеводородов.

Гидроочистка предназначена для снижения содержания серы в нефтяных фракциях. На НПЗ строят установки гидроочистки прямогонных бензиновых фракций (обычно комбинируют с установками риформинга), керосиновых и дизельных фракций, вакуумных дистиллятов, масел, вторичных бензинов. Одновременно с удалением серы уменьшается содержание в продуктах непредельных и смолистых соединений. Процесс гидроочистки детально изучался в институте ВНИИ НП. За рубежом технологию процесса и катализаторы для него разрабатывают уже упомянутые выше фирмы UOP и "Axens", а также фирмы "Chevron", "Lummus Global" (США), "Haldor Topsoe" (Дания), "Exxon Mobil" и "CDTECH" (обе США). В России катализаторы гидроочистки производят компании ТНК-ВР и "НКРоснефть". Для проектирования установок выдают следующие данные: характеристика сырья и продуктов очистки, тип катализатора, рекомендуемые режимы работы в циклах реакции (температура, давление, объемная скорость подачи сырья, кратность циркуляции водородсодержащего газа, содержание водорода в циркулирующем газе, продолжительность цикла реакции, срок службы катализатора, тепловой эффект реакции) и регенерации.

Висбрекинг (легкий термкрекинг). Процесс висбрекинга гудрона получил свое второе рождение в 70-х гг. XX в., когда был востребован как процесс, позволяющий снизить вязкость нефтяных остатков. В результате введения его в схему переработки на заводе высвобождаются сотни тысяч тонн легких газойлей, которые могут после облагораживания использоваться как дизельное топливо, что повышает экономические показатели НПЗ. Наиболее известны технологии компаний "Shell", "Lummus", UOP. В России хорошо зарекомендовала себя технология уфимского ГУП "Нефтехимпереработка".

Замедленное коксование служит для получения нефтяного кокса, дополнительных количеств светлых нефтепродуктов из тяжелых остатков. Детальное исследование процесса проводится в ГУП "Нефтехимпереработка" (г. Уфа). Ведущими мировыми компаниями-лицензиарами процесса замедленного коксования являются "Foster Wheeler" и "Lummus Technology" (США).

Каталитический крекинг получил широкое распространение как один из ведущих процессов для углубления переработки нефти. С помощью каталитического крекинга из тяжелых газойлевых фракций получают высокооктановый компонент бензина, сырье для производства технического углерода, ценные олефинсодержащие газовые фракции. Исследования в области

каталитического крекинга проводятся во ВНИИНП. Большую роль в создании российских установок каталитического крекинга сыграл в 1960-1990 гг. ГрозНИИ (г. Грозный). Особую модификацию каталитического крекинга представляет получившая за последние годы широкое применение технология с максимальным производством пропилена. За рубежом наибольшее распространение получили установки каталитического крекинга, созданные по лицензиям компаний KBR, UOP, "ShawStoneandWebster", "Lummus Technology", "ExxonMobil", "ShellGlobal Solutions", "Axens".

Гидрокрекинг предназначен для получения дополнительных количеств светлых нефтепродуктов каталитическим разложением тяжелого сырья в присутствии водорода. В зависимости от сырья и продуктов, которые необходимо получить, используются одноступенчатые и двухступенчатые схемы, системы с неподвижным движущимся и суспендированным катализатором. В мировой практике эксплуатируются установки, использующие в качестве сырья вакуумные дистилляты и остатки (мазут, гудрон). Процесс изучается во ВНИИНП. Ведущие мировые лицензиары технологии гидрокрекинга - компании "Chevron Lummus Global", UOP, "Axens", "Haldor Topsoe", "Shell Global Solutions", "ExxonMobil", "DuPont".

Газофракционирование. В состав НПЗ включают установки для получения легких углеводородных фракций высокой чистоты из нефтезаводских газов. По типу перерабатываемого сырья газофракционирующие установки (ГФУ) подразделяют: по виду сырья - на ГФУ предельных и ГФУ непредельных газов, по технологической схеме - на установки абсорбционного и конденсационно-компрессионного типов.

Алкилирование изобутана олефинами позволяет получить из легких углеводородных фракций (бутан-бутиленовой, пропан-пропиленовой, изобутановой) высокооктановые компоненты автомобильных и авиационных бензинов. В качестве катализатора применяются концентрированная серная кислота и фтористый водород. Пущены в эксплуатацию первые установки алкилирования на твердом катализаторе. Лицензиарами процесса являются компании UOP, "DuPont" (процесс Stratco), "Axens", "Lummus Technology", "ExxonMobil".

Изомеризация низших парафиновых углеводородов (бутана, пентана, гексана, легкокипящих бензиновых фракций) применяется для выработки высокооктановых компонентов автомобильного бензина и получения сырья для производства синтетического каучука. Существуют различные модификации процесса, которые различаются по типу применяемого катализатора, требованиям к сырью, условиям проведения процесса. Эксплуатируются установки среднетемпературной и низкотемпературной изомеризации. Научно-исследовательские данные, необходимые для проектирования, выдаются институтами ВНИИнефтехим (г. Санкт-Петербург) и НПП "Нефтехим" (г. Краснодар), зарубежными лицензиарами являются компании UOP, "Axens", "CDTech". :

Производство масел. Технология производства масел включает получение базовых масел и их смешение с присадками. Существуют различные схемы производства базовых масел, включающие гидрогенизационные процессы и процессы с применением избирательных растворителей. Применяемая на ряде российских НПЗ схема производства базовых масел из восточных парафинистых нефтей включает очистку с применением избирательных растворителей (деасфальтизацию гудрона, селективную очистку деасфальтизата и вакуумных дистиллятных фракций, депарафинизацию рафинатов селективной очистки) и гидрогенизационную или контактную доочистку депарафинированных масел. Для проектирования установок очистки с применением избирательных растворителей необходимы следующие данные: выход продуктов в расчете на сырье, состав растворителя, температура и давление процесса, соотношение между растворителем и сырьем на различных ступенях извлечения и т.д. Эти данные выдаются ВНИИНП. В настоящее время в мире активно развиваются две технологии получения базовых масел с помощью процессов гидроочистки и гидрокрекинга: 1) технология компании "ChevronLummus", по которой сначала проводят гидрокрекинг вакуумного газойля, а затем гидрогенизат вакуумных фракций подвергают каталитической депарафинизации и гидроочистке с получением масел II и III

группы; 2) технология компании "ExxonMobil", по которой сначала проводится селективная очистка масел, а затем гидроочистка и гидроизомеризация нормальных и слабо разветвленных парафинов.

Производство парафинов. Производство жидких и твердых парафинов включает две стадии: выделение и очистку. Жидкие парафины выделяют из дизельных фракций адсорбцией на молекулярных ситах. Твердые парафины получают обезмасливанием гача - побочного продукта установок депарафинизации масел, а также из дистиллятов высокопарафинистых нефтей методом фильтр-прессования и потения. Доочистка парафинов проводится сернокислотным, адсорбционным или гидрогенизационным методом. Компаниями-лицензиарами процессов выделения парафинов являются "ExxonMobil", "Chevron Lummus Global", "Bechtel", "Uhde".

Производство битумов. Для производства битумов в зависимости от качества сырья применяются либо глубокая вакуумная перегонка мазута, либо окисление нефтепродуктов воздухом при высокой температуре. В зависимости от типа перерабатываемой на НПЗ нефти, наличия различных видов сырья (гудрона; асфальтов и экстрактов, получаемых при производстве масел), ГУП "Нефтехимпереработка" (г. Уфа) и РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина выдают рекомендации по схеме получения битумов на предприятии, ассортименту вырабатываемой продукции, а при необходимости проектирования специальной установки - по схеме и технологическому режиму этой установки.

Утилизация сероводорода. Получаемый на технологических установках в качестве побочного продукта сероводород утилизируют путем превращения в серу или серную кислоту. Основным процессом получения серы из сероводорода является процесс Клауса, основанный на реакциях его окисления как в присутствии катализаторов, так и без них. Установки производства серы проектируются российским институтом "Гипрогазоочистка", зарубежными фирмами "WorleyParsons", "Jacobs", "Sirtec Nigi".

Существуют различные технологии производства серной кислоты. Основные стадии получения серной кислоты: 1) окисление сероводорода с получением SO_2 ; 2) окисление SO_2 до SO_3 (конверсия); 3) абсорбция SO_3 . В промышленности применяют два метода получения серной кислоты, отличающихся способом окисления SO_2 , - контактный с использованием твердых катализаторов (контактов) и нитрозный - оксидов азота. Широкое распространение в последние годы получила технология, разработанная фирмой "Haldor Topsoe" - WSA (Wet gas Sulphuric Acid - влажная серная кислота).

Получение низших олефинов. Головными производствами нефтехимических комплексов являются установки получения низших олефинов, состоящие из отделений пиролиза углеводородного сырья, газоразделения, переработки жидких продуктов пиролиза. Исследования в области пиролиза и газоразделения ведутся фирмами "Shaw Stone Webster", Linde (Германия), KBR, "Uhde", "Snamprogetti" (Италия). Для проектирования процесса пиролиза выдаются следующие данные: характеристика сырья и состав продуктов пиролиза, температура процесса, время пребывания сырья в зоне реакции (время контакта) и др. При разработке проекта отделения газоразделения используют рекомендации по очистке пирогаза от сероводорода, диоксида углерода, ацетилена и диеновых углеводородов, осушке газа, последовательности выделения легких углеводородов.

Вопросы задания:

1. Опишите поточные схемы нефте- и газоперерабатывающих заводов.
2. Объясните понятие глубина переработки нефти.
3. Опишите основные технологические процессы, реализованные на нефтеперерабатывающих заводах: процессы первичной переработки нефти, термодеструктивные процессы, каталитические процессы переработки нефтяного сырья.

Практическое занятие №7. Перспективы развития промышленности переработки нефти и газа: сравнительная характеристика нефте- и газоперерабатывающей промышленности России и США; основные направления развития нефтеперерабатывающих заводов

Цель: приобретение практических навыков, необходимых для принятия технически и экономически обоснованных решений при планировании и проведении научных исследований по проектированию технологических схем и выбору оборудования.

Формируемые компетенции: способность анализировать основные этапы из закономерности исторического развития общества для формирования гражданской позиции (ОК2); готовность изучать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт по тематике исследования (ПК-20).

Актуальность темы: Актуальность практического занятия состоит в том, что знания, полученные в ходе работы, будут использованы при написании курсовых проектов и для определения оптимальных условий управления производственными процессами. **Теоретическая часть:**

Введение новых требований к содержанию серы в моторных топливах привело к появлению новых технологических процессов. В частности, компания «Phillips Petroleum» разработала технологию удаления сернистых соединений из дизельных топлив (процесс Zorb SRT), основанную на применении регенерируемого растворителя, который вступает в реакцию с сернистыми соединениями и удаляет их. Достоинства процесса, по мнению разработчиков, следующие: достижение чрезвычайно низкого содержания серы, почти нулевой расход водорода, протекание реакции при невысоких температуре и давлении, обеспечение качества продукта по всем показателям, низкие капитальные и эксплуатационные затраты.

Компанией «Stone and Webster Inc.» и IFP разработаны технологии получения сверхмалосернистых бензинов и дизельного топлива. Речь идет о технологиях сверхглубокого обессеривания бензина ККФ и сверхглубокого обессеривания дизельного топлива. Сверхглубокое обессеривание бензина осуществляется в виде селективного гидрирования бензина ККФ в реакторе, в котором происходят реакции гидрирования диолефинов, изомеризации двойной связи олефинов, конверсии меркаптанов в более тяжелые соединения серы. Сверхглубокое обессеривание газойлей коксования и ККФ, а также продуктов висб-рекинга осуществляется в двух вариантах: 1) одноступенчатый процесс высокого давления на никельмолибденовом катализаторе для снижения содержания серы и ароматических углеводородов, а также улучшения цетановых характеристик; 2) двухступенчатый процесс с комбинированными системами, содержащими никельмолибденовый катализатор с примесью благородных металлов для очень глубокого удаления серы.

На основании анализа технологий уменьшения серы в моторных топливах можно сделать следующие выводы:

- норма прибыли в нефтеперерабатывающей промышленности из-за ужесточения экологических требований возможно уменьшится;
- изменятся экономические характеристики установки замедленного коксования;
- все бензины крекинга будут нуждаться в гидрообессеривании до очень низкого содержания серы;
- потребуются новые установки для гидрообессеривания и деароматизации дизельных фракций;
- возрастет разность цен на малосернистую и высокосернистую нефть;
- повысится потребность в водороде.

В США (в основном) и ряде других стран (частично) для улучшения экологических характеристик автобензина и получения реформулированного бензина добавляют кислородсодержащие соединения (оксигенаты). Это могут выполнять этиловый спирт (этанол) и ряд сложных эфиров.

Повышение экологической чистоты технологической схемы переработки углеводородного сырья связано прежде всего с недопустимостью выбросов любых загрязнителей природной среды

как при работе отдельных аппаратов, реакторов и т.д., так и в их взаимосвязи. Наиболее высокому уровню такого повышения отвечают безотходные технологии (отходы производства полностью утилизируются и перерабатываются во вторичные материальные ресурсы).

Безотходное производство предполагает создание оптимальной технологической схемы с замкнутыми материальными и энергетическими потоками, а производственный цикл организуется таким образом, чтобы все воздушные и водные потоки, содержащие загрязнители, были изолированы от окружающей среды и действовали бы в замкнутом контуре, проходя через специальные системы их утилизации и переработки в товарные формы продукции, не оказывая отрицательного воздействия на среду обитания.

Из-за несовершенства технологий переработки углеводородного сырья, его аппаратного оформления, низкого уровня инженерных решений нефтеперерабатывающие производства допускают большое количество безвозвратных потерь нефти и нефтепродуктов, которые составляют сотни тысяч тонн в год в расчете на весь объем используемого сырья (нефть и газ).

К основным требованиям при создании безотходного нефтеперерабатывающего производства следует отнести:

- 1) комплексный подход к использованию углеводородного сырья (наряду с основными технологическими операциями обеспечения извлечения полезных, ненужных основному производству веществ с последующей их переработкой в товарную продукцию без нарушения санитарно-гигиенических требований);
- 2) системный анализ технологических процессов переработки нефти и газа, включающий четкую формулировку технологических целей (задач) и путей их достижения, критерии эффективности решения задач каждой стадии и в целом всей технологической схемы с одновременным учетом требований технологии, экономики и экологии (в комплекс всех объектов в биосфере — водных ресурсов, атмосферы и почвы).

Вследствие создания высокоинтенсивных технологических процессов по переработке нефти и газа, а также установок большой единичной мощности возникли принципиально новые экологические требования как к созданию этих производств, так и к их размещению, а именно:

- 1) обеспечение высокой степени надежности функционирования во избежание аварийных выбросов вредных веществ в окружающую среду;
- 2) организация оптимальной работы каждого аппарата, системы и всей технологической схемы с учетом совокупных требований энерготехнологии, экономики и экологии;
- 3) оптимальное распределение нагрузок по аппаратам, реакторам, подсистемам и т.д., обеспечивающее наиболее полную регенерацию энергетических потоков и эффективное использование материальных ресурсов с целью полной утилизации всех возможных выбросов вредных веществ в окружающую среду;
- 4) оптимальное сочетание вновь размещаемой установки с уже существующей ранее действующей на этом заводе нефтеперерабатывающих производств по объему загрязнителей и взаимному влиянию на экологическую обстановку среды обитания.

При этом в связи с применением энерготехнологических систем существенно возросли сложность и жесткость связей между аппаратами, что обуславливает наличие высокого уровня надежности и устойчивости работы каждой реакционной системы и всего комплекса в целом с целью снижения вероятности аварийных остановов производства и осуществления технологического процесса в высокоэффективном оптимальном режиме без выбросов вредных веществ в окружающую среду.

Вопросы задания:

1. Перспективы развития промышленности переработки нефти и газа: сравнительная характеристика нефте- и газоперерабатывающей промышленности России и США.
2. Назовите основные требования для создания безотходного химического производства.
3. Охарактеризуйте новые экологические требования к созданию НПЗ.

Практическое занятие №8. Развитие экологии на НПЗ и ГПЗ, улучшение качества нефтепродуктов с учетом снижения экологической нагрузки при их применении

Цель: приобретение практических навыков, необходимых для принятия технически и экономически обоснованных решений при планировании и проведении научных исследований по проектированию технологических схем и выбору оборудования.

Формируемые компетенции: способность анализировать основные этапы из закономерности исторического развития общества для формирования гражданской позиции (ОК2); готовность изучать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт по тематике исследования (ПК-20).

Актуальность темы: Актуальность практического занятия состоит в том, что знания, полученные в ходе работы, будут использованы при написании курсовых проектов и для определения оптимальных условий управления производственными процессами.

Теоретическая часть:

Проблемы повышения экологической безопасности нефтепродуктов

В настоящее время экологические проблемы нефтепереработчики решают по двум основным направлениям:

- 1) улучшение качества моторных топлив и других нефтепродуктов с целью повышения их экологической безопасности;
- 2) проведение природоохранных мероприятий непосредственно на технологических установках НПЗ.

Принятый Правительством России технический регламент по качеству нефтепродуктов позволил нефтепереработчикам более эффективно заниматься модернизацией НПЗ.

Поэтому регламенту России вышел в 2014 г. на основные показатели качества бензина и дизельного топлива, соответствующие нынешним европейским требованиям. Жесткие нормы приняты прежде всего по содержанию серы, ароматических углеводородов для обоих топлив, а для бензина дополнительно по содержанию бензола и oleфинов. В США эти требования были приняты несколько ранее (в середине 90-х гг. XX в.), что позволило им в основном провести модернизацию своих НПЗ.

Остановимся на возможностях получения экологически чистого бензина.

Ведущие страны мира (США, страны ЕЭС, Япония) наряду со строительством установок алкилирования, изомеризации, по производству оксигенатов, глубоких гидроочисток занимаются производством альтернативных видов топлива.

Для дизельного топлива ужесточение нормативов коснулось главным образом содержания серы. Согласно новым европейским стандартам содержание серы в дизельном топливе должно быть снижено с 350 до 50 ppm. Следует отметить, что для Западной Европы дизельное топливо играет более важную роль, чем для США. В целом по странам Западной Европы потребление бензина в период до 2010 г. будет увеличиваться на 1,2 % в год, в то время как спрос на дизельное топливо — на 1,8 % в год. Особенно ярко различие проявляется в странах Северо-Западной Европы, где потребление бензина в последние годы снижалось на 0,4 % в год, а спрос на дизельное топливо вырос на 1,5 % в год.

Стимулирование производства и применения экологичных моторных топлив за счет совершенствования налогообложения

Перед отечественной нефтеперерабатывающей промышленностью в настоящее время стоит актуальная задача в кратчайшие сроки организовать и обеспечить увеличение объемов производства моторных топлив, отвечающих по своему качеству требованиям европейских стандартов. Экономические стимулы для существенного роста объемов производства моторных топлив европейского качества в России практически отсутствовали, да и низкий уровень состояния и соответственно потребности автомобильного парка страны (практически Евро!0) не ориентировал производителя на повышение требований к качеству моторных топлив. Предприятия нефтеперерабатывающей промышленности в основном развивались под воздействием

субъективного фактора, определяемого стратегическими целями нефтяных компаний, направленными в основном на экспорт нефтяного сырья. В этих условиях большинство нефтяных компаний не уделяли достаточного внимания и не выделяли необходимые средства на развитие нефтеперерабатывающих производств.

Зарубежный опыт свидетельствует о том, что, например, резкое увеличение объемов производства дизельных топлив с улучшенными экологическими свойствами на НПЗ ряда европейских стран было обеспечено за счет льготного налогообложения на дизельное топливо, имеющее более низкое содержание серы (0,005–0,001%). Это обстоятельство обуславливалось тем, что ни одна из европейских стран (Финляндия, Швеция, Дания, Норвегия, Англия, Германия, Польша) не могла одновременно перейти на производство экологически улучшенных топлив, так как большинство НПЗ испытывали трудности с выполнением стандарта 2005 г. на малосернистое дизельное топливо без дополнительных экономических стимулов.

В Российской Федерации отсутствуют экономические механизмы, направленные на снижение негативного воздействия транспорта на окружающую среду и здоровье населения, в результате чего экологическая обстановка в России на фоне высоких темпов автомобилизации страны приобретает все более угрожающий характер.

Одна из основных задач налоговой политики при переработке нефти в России – использование системы налогообложения в качестве инструмента, стимулирующего техническое перевооружение производства с учетом соблюдения экологических требований к выпускаемой продукции.

Стимулирование производства и применения экологичных автомобильных бензинов и дизельного топлива в рамках действующей в Российской Федерации системы налогообложения пытаются осуществить путем установления дифференцированных ставок акциза в прямо пропорциональной зависимости от величины показателей, в наибольшей степени характеризующих основные экологические свойства этих нефтепродуктов. При этом должны быть соблюдены основные положения методологического порядка.

1. Переход к установлению дифференцированных ставок акциза не должен привести к снижению поступлений в Государственный бюджет РФ, при реализации моторных топлив на внутреннем рынке страны в год введения в действие дифференцированных ставок акциза.
2. Дифференцированные ставки акциза должны распространяться на весь объем автомобильных бензинов и дизельного топлива, реализуемых потребителям на внутреннем рынке России, а не только на объемы этих топлив, используемых автомобильным транспортом.
3. При дифференцировании ставок акциза должны учитываться дополнительные затраты нефтеперерабатывающих предприятий, выпускающих экологичные моторные топлива (по сравнению со стандартными, как правило, наиболее массовыми топливами).
4. За счет более низких ставок акциза на экологичные моторные топлива должны быть компенсированы дополнительные затраты, связанные с их производством, и, кроме того, обеспечено заводам-изготовителям получение дополнительного дохода (прибыли), который позволит в приемлемые сроки окупить дополнительные капитальные вложения (инвестиции), направленные на организацию производства экологичных моторных топлив.
5. Дифференцированные ставки акциза должны легко администрироваться, т.е. количество ставок акциза не должно быть большим и величина конкретных ставок должна быть привязана к таким показателям качества моторных топлив, которые легко можно определить с высокой степенью точности и с минимальными затратами времени.
6. Свободные (договорные) оптовые отпускные цены завода-изготовителя (с налогами), оптовые цены промышленности (при реализации нефтепродуктов через нефтебазы и наливные пункты) и розничные цены на моторные топлива, реализуемые через АЗС (автомобильные бензины с одинаковым октановым числом), дизельное топливо (при одинаковой температуре застывания, но с различным содержанием серы) должны быть одинаковы, чтобы:
 - избежать повышения затрат у потребителя, связанных с приобретением более экологичного топлива, так как удельный расход бензина и дизельного топлива (в литрах на 100 км

пробега или на единицу транспортной работы), как правило, не зависит от экологических характеристик моторных топлив;

- не снизить экономическую заинтересованность организаций нефтепродуктообеспечения при хранении и доставке автомобильных бензинов и дизельных топлив в потребителю, избежав при этом злоупотреблений в процессе реализации топлив через оптовую и розничную торговлю.

Для выполнения условий, изложенных в пунктах 1 и 2, должна быть использована следующая исходная информация:

- общее среднее повышение ставок акциза, планируемое Минфином России, на автомобильные бензины и дизельное топливо на предстоящий (расчетный) период;
- прогнозируемая на предстоящий (расчетный) период структура поставки на внутренний рынок России автомобильных бензинов и дизельного топлива в зависимости от их основных качественных характеристик, в соответствии с которыми

будут установлены

дифференцированные ставки акциза;

- количество дифференцированных ставок акциза на автомобильные бензины и дизельное топливо;
- предлагаемые разрывы в ставках акциза (в рублях на 1 т топлива) на стандартные, наиболее массовые и экологичные виды (марки) автомобильных бензинов и дизельных топлив.

Вопросы и задания:

1. Охарактеризуйте проблемы повышения экологической безопасности нефтепродуктов.
2. В чем состоит стимулирование производства и применения экологичных моторных топлив за счет совершенствования налогообложения?

Практическое занятие №9. Новые перспективные процессы переработки углеводородного сырья; экологизация НПЗ и ГПЗ

Цель: приобретение практических навыков, необходимых для принятия технически и экономически обоснованных решений при планировании и проведении научных исследований по проектированию технологических схем и выбору оборудования.

Формируемые компетенции: способность анализировать основные этапы из закономерности исторического развития общества для формирования гражданской позиции (ОК2); готовность изучать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт по тематике исследования (ПК-20).

Актуальность темы: Актуальность практического занятия состоит в том, что знания, полученные в ходе работы, будут использованы при написании курсовых проектов и для определения оптимальных условий управления производственными процессами.

Теоретическая часть:

Перед нефтегазоперерабатывающей и газовой промышленностью стоят важнейшие задачи: углубление переработки нефти и применение энергосберегающих технологий, дающих возможность смягчения негативных последствий падения добычи и удорожания нефти; реконструкция нефтеперерабатывающих предприятий, обусловленная необходимостью углубления переработки нефти, и поиск инвесторов; доведение качества нефтепродуктов до мирового уровня, обеспечивающего их конкурентоспособность в условиях рыночной экономики; экологизация как предприятий переработки нефти и газа и так применения нефтепродуктов.

Одной из первоочередных задач нефтяники и газовики является поиск нефтяного сырья, так как в настоящее время разведанные запасы нефти не так уж и велики. И как говорили мои мудрые преподаватели в Грозненском нефтяном институте почти 60 лет назад: «учитесь технологии переработки нефти, нефти хватит на 50 лет, и сейчас я говорю своим студентам: «на Ваш век, на следующие 50 лет нефти хватит, кроме того, еще не исчерпаны ресурсы природных газов, а также примерно на 700 лет хватит ресурсов каменного угля, из которого можно получать сумму жидких углеводородов, и затем их перерабатывать, как обычную нефть. Дети: учите технологию нефти и газа!».

Ресурсом для увеличения добычи являются высоковязкие нефть и плотность на уровне или выше 1000 кг/м³ и вязкостью на уровне 100 Па/с и выше и нефтебитуминозные породы, которые либо подвергают дроблению и экстракции органического вещества после чего подвергают термической деструкции и каталитической переработке разложившихся фракций в моторные топлива, либо термической обработки в кипящем слое породы с последующей переработкой полученных фракций в моторное топливо.

Эти продукты обычно добывают из недр перегретым водяным паром, внутрипластовым горением, шахтным или карьерным методом. Высоковязкие нефти перерабатывают либо смешением с обычными нефтями с последующей переработкой по обычным схемам либо по различным сложным схемам, включающим процессы электрообезвоживания и обессоливания, перегонки, производства битума, коксования и др.

Альтернативные виды сырья и топлив. В качестве источников энергии будут использоваться природный газ, водород, возобновляемые источники топлива и атомная энергетика.

Одними из источников природного газа являются гидраты метана в водородогазах, находящиеся в морской воде.

Начиная с 1980-х годов, в связи с нефтяным кризисом и удорожанием нефти и нефтепродуктов за рубежом по мере истощения нефтяных и газовых месторождений стали развиваться процессы производства и применения альтернативных видов топлив, т.е. топлив производимых не из нефти.

К ним относятся доменные газы и газы коксования.

Каменный уголь может перерабатываться гидрогенизацией, газификацией, пиролизом или коксованием. В первом случае получают жидкие продукты гидрирования, близкие по свойствам к нефти, которые после каталитической обработки превращаются в моторные топлива. Во втором случае уголь подвергают конверсии в присутствии водяных паров в синтез-газ, на основе которого получают метанол, сразу моторные топлива или водород. Часто синтез-газ направляют на турбины для производства электроэнергии. Коксование – метод термической переработки угля, состоящий в его нагревании без доступа воздуха до температур 1000 – 1100 °С. При этом образуются летучие продукты и кокс.

Изучается также возможность использования угольной пыли непосредственно в ДВС (кстати, первый ДВС Дизеля был предназначен для работы на угольной пыли).

Зарубежом добывают шахтный метан-газ, выделяющийся в шахтах из каменного угля.

Для увеличения ресурсов сырья намечается усилить работы по сбору и переработке вторичного сырья: ТБО, отработанных смазочных масел, старых покрышек, асфальта и др.

В настоящее время используются растительные масла либо непосредственно как топлива или смазочные масла, либо после небольшой химической обработки. Рекомендуются смеси растительного масла рапса, сои, подсолнечника, земляных орехов с дизтопливом в соотношении 1:9. В 2003 г. в Англии в качестве дизельного топлива стали использовать растительные масла, закупаемые в продуктовых магазинах. Дело в том, что растительные масла не подвергались акцизу и стоимость их стала ниже стоимости дизельного топлива. При работе дизельных двигателей на растительных маслах к.п.д. несколько выше, чем при работе на обычном дизтопливе, однако мощность двигателя снижается на 5-20% в зависимости от вида масла и двигателя.

В частности в 2004 г. в Ставропольском крае начали выращивать специалистов рапс.

На основе растительных продуктов производят путем брожения спирты, используемые в качестве заменителей или компонентов топлив для ДВС. Производство и применение спиртов в чистом виде или в смеси с бензином позволяет увеличить ресурсы бензинов.

Спирты и эфиры используются как в чистом виде, так и в качестве добавок к топливам. Однако следует отметить, что некоторые спирты поглощают влагу из воздуха и смесь спирта с бензином расслаивается. Спирты и эфиры производят из различного растительного сырья, а также синтетически на основе нефтепродуктов и углеводородных газов. Метиловый спирт, кроме того, является очень ядовитым.

Однако использование сельскохозяйственных культур в качестве топлива наталкивается на проблему нехватки продуктов питания.

Имеются предложения использовать водород в качестве топлива. Использование водорода в качестве топлива резко повышает теплотворную способность топлива, температуру его сгорания и улучшает экологию применения топлива. Недостатком является большая масса тары для водорода.

Должны разрабатываться и внедряться автомобили и другие энергетические средства на топливных элементах, использующие в качестве топлива водород, спирты, бензины и др. Достоинствами этих двигателей являются: использование альтернативного топлива, высокий КПД и экологичность двигателя.

Различные отходы могут использоваться для производства альтернативных топлив. Так искусственную сырую нефть производят пиролизом садовых чистых станций бытовой городской канализации. Используют газы брожения сточных вод городской канализации.

При пиролизе твердых городских бытовых отходов получают из 1 м³ ТБО до 1,5 м³ газа. Работают установки для производства продукта, аналогичного сырой нефти, из городского мусора и бумажных отходов. Из 1 т мусора производят до 160 л близкого по свойствам к нефти продукта. Разработан способ переработки пластмассовых отходов в бензин, керосин и дизельное топливо: из 1 кг пластмассы можно получить до 0,5 л бензина, 0,5 л керосина или дизельного топлива.

Будет использоваться биомасса в качестве топлива. Так получают биометан: 1 корова = 4 свиньи = 250 кур. 1 т куриного помета эквивалентна 700 л бензина; 1 голова КРС дает в год кроме 4 – 8 тыс. литров молока, примерно 600 л бензина.

Углубление переработки нефти. Глубина переработки нефти определяется развитием вторичных процессов. Так в США мощность вторичных процессов по отношению к мощности первичных (ЭЛОУ + АТ + ВТ) в 1,5 – 2 раза выше соответствующего соотношения в России.

В России вполне актуальным может быть вопрос о соответствии мощностей нефтеперерабатывающих заводов уровню потребления бензина. Предполагается повышение потребления бензина на 30–40% по сравнению с существующим уровнем. Потребуется увеличить мощности установок вторичной переработки. При этом глубина переработки нефти на заводах в среднем должна возрасти к 2009 г. до 72 – 75 %, а к 2015 г. - до 82 - 85%.

Потенциальный рост производства светлых нефтепродуктов возможен также в результате модернизации установок прямой перегонки нефти, которая позволит увеличить отбор светлых нефтепродуктов от потенциала до 96-97% против 92-93% в 1994 г.

Повышение глубины переработки нефти в России является важнейшим приоритетом не только в программе развития нефтеперерабатывающей отрасли, но и всего нефтегазового комплекса. Для этого необходимо:

1. Реконструировать установки первичной перегонки нефти, ректификации и стабилизации нефтепродуктов с целью повышения отбора целевых продуктов, реконструировать действующие.
2. Ввести в эксплуатацию установки, осуществляющие вторичные процессы, такие как каталитический крекинг с предварительной гидроочисткой тяжелого нефтяного сырья, в т.ч. остаточного, каталитический риформинг, коксования, висбрекинга, гидрокрекинга, алкилирования, изомеризации бензиновых фракций, гидроочистки и т.п. Суммарная мощность вторичных процессов на НПЗ России должна составлять 120 – 150% от мощности первичных процессов.
3. Строить установки гидрооблагораживания сырья и продуктов.
4. Реконструировать и перевести установки пиролиза остаточное сырье.
5. Расширить производство присадок к топливам и маслам.
6. Построить установки для производства современных катализаторов.

Улучшение качества нефтепродуктов и доведение их до конкурентоспособного состояния.

Качество нефтепродуктов России не соответствует мировому уровню.

Необходимо производить нефтепродукты, не вызывающие загрязнения окружающей среды, т. е. довести их качество до зарубежных норм. Преодоление отставания требует, как известно значительных инвестиций, однако на действующих мощностях имеются возможности для улучшения качества продукции и некоторого углубления переработки нефти.

Для того чтобы повысить октановые числа бензинов, необходимо довести мощности процесса каталитического крекинга с 4,1 до 15% к мощности установок первичной переработки нефти, мощности каталитического риформинга с 8,7 до 15 %, изомеризации легких бензиновых фракций до 3-4%, а также построить ряд установок алкилирования изобутана бутиленом.

Для повышения октановых чисел бензинов эффективным является применение селективного гидрокрекинга низкооктановых рафинатов экстракции ароматических углеводородов из риформатов и легких прямогонных бензинов.

Развивать производство октаноповышающих добавок к бензинам - ароматических аминов. Наиболее эффективными добавками являются монометиланилин, н-этиланилин и смесь изомерных ксилидинов.

Равномерное распределение октановых чисел по фракционному составу. В настоящее время октановые числа в бензине распределены неравномерно: часто низкокипящие фракции, выкипающие до 100°C, имеют значительно более высокие октановые числа, чем более высококипящие. Необходимо создать бензины, в которых октановые числа распределялись бы более равномерно.

Снижения испаряемости бензинов. Испаряемость товарных бензинов в настоящее время в России оценивается по их упругости паров по Рейду. Необходимо внедрить зарубежные нормы и методы анализа для снижения испаряемости бензинов.

Оксигенация бензиновых фракций. Одним из наиболее эффективных способов улучшения экологичности бензинов и повышения октанового числа является введение кислородсодержащих соединений (КСС) или оксигенция бензинов. Оксигенаты имеют высокие октановые числа смешения, они способствуют снижению содержания оксида углерода и несгоревших углеводородов в выхлопных газах. Используемые для оксигенирования бензинов метанол и этанол могут быть получены из сырья ненефтяного происхождения, что увеличивает общие ресурсы топлива.

Результаты использования эфиров в качестве высокооктановых компонентов показывают, что, по антидетонационным свойствам МТБЭ значительно превосходит алкилбензин. Наибольший прирост октановых чисел наблюдается при введении МТБЭ в бензины прямой перегонки и каталитического риформинга обычного режима. МТБЭ улучшает фракционный состав бензинов, особенно температуру выкипаемости 50% топлива, при этом эффект повышается с утяжелением фракционного состава базового компонента. Добавление к бензинам МТБЭ вызывает некоторое понижение давления насыщенных паров. На остальные физико-химические свойства бензинов МТБЭ в количестве 10% практически не оказывает влияния. Из-за более низкой теплоты сгорания максимально допустимое содержание МТБЭ составляет 15% масс. При этом не требуется перерегулировки топливной системы двигателя автомобиля.

Добавление кислородсодержащих соединений позволяет также экономить ресурсы жидких нефтяных фракций за счет снижения жесткости вторичных процессов переработки. Каждая тонна МТБЭ позволяет экономить 2,0-2,5 т бензиновых фракций.

По схеме непосредственной этерификации легких бензиновых фракции термкрекинга, коксования и каталитического крекинга общая конверсия углеводородов составляет 12-20% на моль сырья.

Оксигенирование бензинов успешно решает задачи, поставленные перед бензинами нового поколения, которые должны содержать меньше ароматических веществ, особенно бензола, без снижения октанового числа. Одновременно решается задача снижения содержания олефинов в топливе.

Снижение содержания ароматических и непредельных углеводородов. Ароматические углеводороды и в особенности бензол являются сильными загрязнителями окружающей среды, поэтому их содержание в бензинах ограничивают. Для снижения содержания ароматики до 40-20

% на заводах внедряют процессы каталитического крекинга или гидрокрекинга, алкилирования и изомеризации легких фракций. Существенное снижение содержания бензола в товарном бензине (до 1 %) связано с изменением условий работы установки риформинга, либо с дальнейшей переработкой катализаторов риформинга.

Повышение температуры начала кипения фракции, подаваемой на риформинг, приводит к существенному снижению содержания бензола в катализате риформинга, но полной ликвидации бензола добиться таким путем невозможно. Поэтому необходимы процессы удаления бензола из бензинов путем экстракции или алкилирования ароматических углеводородов.

При производстве экологически чистых бензинов из катализата каталитического риформинга удаляют бензол гидрированием его в циклогексан, алкилированием фракции риформата н.к. – 80-90 °С низкомолекулярными олефинами, а также экстракцией избирательными растворителями.

Необходимо также соизмерять развитие производства компонентов бензинов, не содержащих экологически вредных углеводородов: изомеризатов, алкилатов, катализаторов гидрооблагораживания прямых и вторичных бензиновых фракций, оксигенатов и др. Строить и наращивать мощности установок по изомеризации легких фракций бензинов, не направляемых на риформинг.

Весьма актуальной задачей становится резкое увеличение производства алкилата и кислородсодержащих добавок, что позволит снизить содержание ароматических и непредельных углеводородов в автомобильных бензинах.

Снижение содержания непредельных углеводородов в бензинах достигается гидрированием бензина, алкилированием или окислением.

Гидроочистка и частичная деструкция смеси вторичных прямогонных бензинов позволяет получить компонент бензина; гидроочистка смеси вторичных бензинов с прямогонными бензиновыми фракциями или дизельным топливом дает полноценное сырье для процесса каталитического риформинга.

Снижение содержания сернистых соединений осуществляют процессами гидроочистки компонентов бензинов, гидроочисткой сырья вторичных процессов, например каталитического крекинга, внедрением высокоэффективных катализаторов гидроочистки.

В перспективе можно ожидать производство ДВС и топливных элементов и использование водорода в автомобильном и авиационном транспорте.

Поиск нетоксичных заменителей свинца. При производстве экологически чистых бензинов возможно применение марганец- и железосодержащих антидетонаторов в концентрациях, не оказывающих отрицательного влияния на работу каталитических нейтрализаторов, а также полифункциональных присадок, улучшающих эксплуатационные и экологические свойства автобензинов.

Одной из таких присадок является ФК-4 – ферроцен. В настоящее время он разрешен к применению в Красноярском крае и Томской области.

Улучшение качества других нефтепродуктов. Законы о чистом воздухе заставляют производить экологически чистые дизельные топлива, котельные топлива и другие нефтепродукты.

Видимо, придется организовать выработку дизельных топлив с содержанием серы в них до 0,01 % масс. Требуется вводить в топлива присадки для улучшения воспламенения топлив и снижения трения.

Потребуется производить запасы гидроочищенных экологически чистых котельных топлив и при наступлении неблагоприятных метеорологических условий переводить печи, топки котельных и ТЭЦ с обычного топлива на экологически чистое.

В связи с ростом добычи природных газов, содержащих до 20 % сероводорода и установок гидроочистки нефтепродуктов необходимо строительство установок для очистки газов от кислых компонентов и производству серы из сероводородсодержащих газов, совершенствование их технологии и повышения экологичности.

Проведение дизелизации транспорта. Будет возрастать соотношение дизельное топливо:бензин и соответственно возрастать производство дизельных топлив.

Прогнозируется достаточно высокий рост выпуска автомобилей с дизельными двигателями при одновременном сокращении удельного расхода топлива. Это означает, что увеличение потребления дизельного топлива может составить 20-40% по отношению к нынешнему состоянию. Увеличение выпуска дизельного топлива возможно путем модернизации установок прямой перегонки нефти, внедрения гидрокрекинга вакуумного газойля и гидрирования дизельных фракций каталитического крекинга, коксования, термического крекинга, внедрения каталитической депарафинизации и др.

В ближайшие годы потребуется увеличить выпуск малосернистых дизельных топлив по России до 80-85%, что возможно как за счет строительства новых установок гидроочистки и гидрокрекинга, так и за счет введения в этих процессах новых более эффективных катализаторов.

Одним из важнейших приоритетов энергетической стратегии России является модернизация и **коренная реконструкция нефтеперерабатывающей промышленности** для выведения ее на современный технический уровень и обеспечения страны качественными моторными топливами, смазочными маслами, сырьем для нефтехимии и другими нефтепродуктами, а также экспорта.

При прогнозируемом объеме первичной переработки нефти до 200-215 млн.т/год необходимо обеспечить производство моторных топлив в 2010 г. в объеме 130 млн.т. При этом производство мазута должно снизиться до 30 млн.т/год.

Развитие нефтепереработки должно идти по пути улучшения технологических показателей, экономики НПЗ и экологических условий, как на самом НПЗ, так и при применении нефтепродуктов.

Кроме того, необходимо существенное **повышение роли российских компаний в модернизации отечественной нефтепереработки**. Российские компании сегодня обладают конкурентоспособными технологиями нефтегазопереработки, значительным опытом базового и рабочего проектирования, возможностью оказывать полный комплекс инжиниринговых услуг (поставка оборудования, монтаж, пуско-наладка, управление строительством). В сложившихся условиях весьма целесообразно укрупнение научных и технологических центров. Для реализации проектов «под ключ» целесообразно создание консорциумов проектных и монтажностроительных организаций или инжиниринговых компаний.

Строительство установок для производства смазочных масел. Должно быть предусмотрено строительство установок для производства смазочных масел с улучшенным химическим составом: установок гидрокрекинга, гидроизомеризации, гидрокаталитической депарафинизации, синтетических масел и др., отвечающих требованиям API.

Снижение затрат на обеспечение НПЗ тепловой и электрической энергией. Требуется снизить энергозатраты в 3-3,5 раза.

Средняя доля затрат на энергоресурсы в общих затратах на «процессинг» самая большая, из них более половины составляют затраты на покупку электрической энергии. Создание собственных генерирующих энергетических мощностей – радикальный путь решения этой проблемы. В качестве собственных источников энергоснабжения наиболее эффективными являются теплоэлектростанции на базе газовых турбин.

Будут развиваться технологии комбинированного производства электроэнергии и тепла: на I-й ступени топливо сжигается в турбине и дает электричество, на II-й ступени отходящие газы используются для получения водяного пара и горячей воды.

В перспективе могут найти широкое распространение топливные элементы, обеспечивающие существенное улучшение эффективности и экологичности. Они могут комбинироваться с паровыми и газовыми турбинами. Они могут предваряться установками для производства водорода.

Наряду с этим, комплексные программы энергосбережения должны предусматривать и другие мероприятия:

- реконструкцию действующих и строительство новых трубчатых печей, имеющих КПД до 80-90% соответствующей экономии топлива;
 - интенсификацию работы котлов-утилизаторов;
 - применение оптимальных схем теплообмена на технологических установках;
 - регенерация тепла дымовых газов в регенераторах;
- перерабатывать кокс с низкими калорийными отходами и использовать его для производства электроэнергии и пара и др.

При этом мероприятия, требующие достаточно крупных инвестиций, должны быть признаны приоритетными из-за быстрой (2-3 года) окупаемости и ряда других эксплуатационных достоинств.

Катализаторы, присадки. Должны разрабатываться и внедряться новейшие высокоэффективные катализаторы и присадки к топливам и маслам. Совместно с зарубежными фирмами должны развиваться в России производства высокоэффективных катализаторов, добавок и присадок к топливам и маслам.

Необходимо построить ряд установок для производства высокоэффективных катализаторов для процессов переработки нефти и присадок к топливам и маслам.

Вопросы задания:

1. Какие альтернативные виды сырья вы знаете?
2. В чем заключается углубление переработки нефти?

3. За счет чего можно обеспечить улучшение качества нефтепродуктов и доведение их до конкурентоспособного состояния.
4. Что такое дизелизация транспорта?
5. В чем заключаются задачи реконструкции НПЗ?

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Основная литература:

1. Згонникова В.В. Введение в специальность нефтяника [Электронный ресурс] /В.В. Згонникова – Электрон. текстовые данные. – М.:Интернет-Университет Информационных Технологий (ИНТУИТ), 2016. – 113 с. – Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/39550.html>. – ЭБС «IPRbooks».
2. Капустин, В.М. Технология переработки нефти : в 4 ч. Ч.1. Первичная переработка нефти / под ред. О.Ф. Глаголевой. – М.: Колос С, 2012. – 456 с. : ил. – (Учебники и учебные пособия для студентов высших учебных заведений). – Библиогр.: с. 446-449. – ISBN 978-5-9532-0825-3 (ч. 1). – ISBN 978-5-9532-0826-0.
3. Ахметов, С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа: учеб. пособие для вузов / С. А. Ахметов. – СПб. : Недра, 2013. – 544 с. : ил. – Библиогр.: с. 541. – ISBN 978-5-90515344-2.

Дополнительная литература:

1. Мановян, А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа : учеб. пособие для вузов / А. К. Мановян. – М. : Химия, 2004. – 568 с.
2. Капустин, В.М. Технология переработки нефти: в 2 ч.: учеб. пособие / В. М. Капустин, А. А. Гуреев. Ч.2, Деструктивные процессы. – М.: Колос С, 2007. – 334 с. – Гриф: Доп. МО.
3. Переработка нефти: теоретические и технологические аспекты / под ред. Н.Г. Дигурова, Б. П. Туманяна. – М. : Издательство «Техника», ТУМА ГРУПП, 2012. – 496 с. : ил. – ISBN 5-93969-040-8.. – ISBN 978-5-9693-0158-0 (рус.). – ISBN 0-87814-280-0.
4. Аджиев, А.Ю. Подготовка и переработка попутного нефтяного газа в России: в 2 ч. Ч.1 / А. Ю. Аджиев, П.А. Пуртов. – Краснодар: ЭДВИ, 2014. – 776 с.: ил. – Библиогр.: с. 761775. – ISBN 978-5-906563-05-7.
5. Аджиев, А.Ю. Подготовка и переработка попутного нефтяного газа в России: в 2 ч. Ч.2 / А. Ю. Аджиев, П.А. Пуртов. – Краснодар: ЭДВИ, 2014. – 508 с.: ил. – Библиогр.: с. 499504. – ISBN 978-5-906563-05-7.
6. Гайле, А. А. Процессы разделения и очистки продуктов переработки нефти и газа : учеб. пособие / А. А. Гайле, В. Е. Сомов. – СПб. : ХИМИЗДАТ, 2012. – 376 с. : ил. – ISBN 978-593808-199-4.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ СТУДЕНТОВ ПО ОРГАНИЗАЦИИ
САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ПО ДИСЦИПЛИНЕ ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ
ХИМИЧЕСКОЙ ТЕХНОЛОГИИ

СОДЕРЖАНИЕ

Введение

Целии задачисамостоятельнойработыстудентов

Видысамостоятельнойработыстудентов

Самостоятельноеизучениетеоретическогоматериала

Самостоятельноевыполнениезаданий

Иныеформысамостоятельнойработы

Контрольсамостоятельнойработыстудентовпреподавателями

Критерииоценкирезультатовсамостоятельнойработы

Списокрекомендуемойлитературы

ВВЕДЕНИЕ

Целью освоения дисциплины «История развития химической технологии» является формирование компетенций **ПК-6**, будущего выпускника по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело.

Дисциплина «История развития химической технологии» относится к Блоку 1 Дисциплины (модули) Б1.В.08.04 (базовая часть). Ее освоение происходит в 5 семестре.

Компетенции обучающегося, формируемые в результате освоения дисциплины:

Индекс	Формулировка:
ПК-6	Способность проводить прикладные научные исследования по проблемам нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности.

ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ

Реализация образовательной программы подготовки студентов должна обеспечиваться доступом каждого к библиотечным фондам и базам данных, формируемым по полному перечню дисциплин образовательной программы. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем циклам дисциплин и постоянно пополняться научной литературой и периодическими изданиями экологического профиля. Во время самостоятельной подготовки обучающиеся должны быть обеспечены доступом к сети Интернет.

Объем времени, отведенный на внеаудиторную самостоятельную работу, находит отражение:

☐ в рабочем учебном плане – в целом по образовательной программе, по каждому блоку, по дисциплине (модулю);

☐ в рабочих программах учебных дисциплин (модулей) с распределением по разделам или конкретным темам.

Под самостоятельной работой студентов понимается планируемая учебная, учебноисследовательская, а также научно-исследовательская работа, которая выполняется во внеаудиторное время по инициативе студента или по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

Самостоятельная работа проводится с целью:

☐ систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений обучающихся;

☐ углубления и расширения теоретических знаний;

☐ формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;

☐ развития познавательных способностей и активности: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности; формирования практических умений и навыков; развития исследовательских умений. Задачи самостоятельной работы:

☐ овладение теоретическими знаниями о современных научно-технических и практических проблемах промышленной экологии;

☐ формирование опыта собственной поисковой, творческой, научно-исследовательской деятельности.

Самостоятельная работа способствует развитию ответственности и организованности, творческого подхода к решению проблем учебного и профессионального (в том числе научного) уровня.

ВИДЫ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ

Основными видами самостоятельной учебной деятельности студентов являются:

- 1) предварительная подготовка к аудиторным занятиям, в том числе к тем, на которых будет изучаться новый, незнакомый материал;
- 2) своевременная доработка конспектов лекций;
- 3) подбор, изучение, анализ, при необходимости, конспектирование рекомендованных литературных источников;
- 4) выяснение наиболее сложных, непонятных вопросов и их уточнение во время консультаций;
- 5) подготовка к зачету или экзамену;
- 6) выполнение собственных научных исследований, либо участие в научных исследованиях, проводимых на кафедре;
- 7) систематическое изучение периодической печати, научных монографий, поиски и анализ дополнительной информации по учебным дисциплинам.

На самостоятельную работу студентов, обучающихся по направлению подготовки 18.03.01 Химическая технология, по дисциплине «История развития химической технологии» отводится 108ч.

Виды самостоятельной работы по дисциплине «История развития химической технологии» могут быть разделены на основные (аудиторные) и дополнительные (внеаудиторные).

Основные виды самостоятельной работы выполняются в обязательном порядке с последующим контролем результатов преподавателем, который проводит практические занятия.

Дополнительные (внеаудиторные) виды самостоятельной работы выполняются по выбору студента и заданию преподавателя без его непосредственного участия. Дополнительные виды самостоятельной работы по дисциплине рекомендуются тем студентам, которые наиболее заинтересованы в изучении дисциплины.

К основным (обязательным) видам самостоятельной работы студентов при изучении дисциплины «История развития химической технологии» относятся: а) самостоятельное изучение теоретического материала;

б) оформление практических заданий;

в) написание и подготовка конспекта.

Дополнительными видами самостоятельной работы являются:

а) подготовка презентаций по практическим занятиям;

б) подготовка докладов и сообщений для выступления на семинарах;

в) участие в ежегодной научно-технической конференции;

Дополнительные виды самостоятельной работы не являются обязательными и выполняются студентами по собственной инициативе с предварительным согласованием с преподавателем, либо при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

Виды и содержание самостоятельной работы, формы их контроля:

№	Раздел (тема) дисциплины и краткое содержание	Формируемые компетенции, индикаторы	очная форма				Самостоятельная работа, часов	Форма текущего контроля успеваемости
			Контактная работа обучающихся с преподавателем /из них в форме практической подготовки, часов					
			Лекции	Практические занятия	Лабораторные работы	Групповые консультации		
		5 семестр						
1	Тема 1. Экономическое и стратегическое значение нефти, нефтепродуктов и углеводородных газов в современном мире. Роль нефти и газа в топливном балансе страны.	ПК-6	2	2			72	Собеседование

2	Тема 2. География месторождений и запасы горючих ископаемых в мире.	ПК-6	2	2				Собеседование
3	Тема 3. Нефть и газ в Ставропольском крае.	ПК-6	2	2				Собеседование
4	Тема 4. Основные месторождения газа в России, установки и заводы по переработке газа.	ПК-6	2	2				Собеседование
5	Тема 5. Современное состояние нефтеперерабатывающей промышленности мира и России. Российские нефтеперерабатывающие заводы.	ПК-6	2	2				Собеседование
6	Тема 6. Основные технологические процессы, реализованные на нефтеперерабатывающих заводах	ПК-6	2	2				Собеседование
7	Тема 7. Развитие экологии на НПЗ и ГПЗ. Улучшение качества нефтепродуктов с учетом снижения экологической нагрузки при их применении.	ПК-6	2	2				Собеседование
8	Тема 8. Тенденции и перспективы развития переработки газа и нефти	ПК-6	2	2				Собеседование
9	Тема 9. Краткая характеристика нефтепереработки США и других развитых стран	ПК-6	2	2				Собеседование
Итого за 5 семестр			18	18			72	
Итого			18	18			72	

САМОСТОЯТЕЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА

Самостоятельное изучение теоретического материала по дисциплине «История и перспективы развития нефтепереработки» предусмотрено на всём протяжении курса. Такая работа сопровождает лекционные и практические занятия, текущий контроль и промежуточную аттестацию, и в то же время является отдельным видом самостоятельной работы.

Источники для самостоятельного изучения теоретического материала по дисциплине «История и перспективы развития

Нефтепереработки»: учебники по предмету;

☐ лекций по предмету;

☐ бные пособия по отдельным темам;

☐ научные статьи в периодической печати и рекомендованных сборниках; ☐ научные монографии.

Умение студентов быстро и правильно подобрать литературу, необходимую для выполнения учебных заданий и научной работы, является залогом успешного обучения. Самостоятельный подбор литературы осуществляется при подготовке к практическим занятиям, при написании научных рефератов.

Выполнение самостоятельной работы на занятиях с проверкой результатов преподавателем

позволяет студентам усваивать изучаемый материал более глубоко, меняется отношение к лекциям, так как без понимания теории предмета, без хорошего конспекта трудно рассчитывать на успех в решении заданий. Это улучшает посещаемость как практических, так и лекционных занятий.

САМОСТОЯТЕЛЬНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ ЗАДАНИЙ

Задания для самостоятельной работы преимущественно содержатся в учебно-методическом комплексе дисциплины (практикум). Сдача выполненного задания производится преподавателю, ведущему практические занятия, в установленные сроки.

ИНЫЕ ФОРМЫ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

К иным формам самостоятельной работы магистрантов относятся: подготовка сообщений, докладов, выступлений на «круглых столах», семинарах, конференциях. Если преподаватель поручил студенту подготовить доклад к семинару, сообщение или иное выступление, то самостоятельная работа по их написанию может проходить в следующей последовательности.

1. Нужно подобрать литературу, проконсультироваться у преподавателя по содержанию предстоящего доклада (выступления).
2. Необходимо изучить литературу, сгруппировать материал и составить подробный план доклада (выступления).
3. Следует написать полный текст доклада (выступления). Для выступления с докладом обычно отводится 10-12 минут, поэтому все содержание доклада должно быть не более 7-10 страниц.
4. Студенту рекомендуется продумать методику чтения доклада. При возможности следует подготовить доклад с презентацией или раздаточным материалом.
5. Важно потренироваться в чтении доклада.

КОНТРОЛЬ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ ПРЕПОДАВАТЕЛЯМИ

Оценка самостоятельной работы магистрантов является итоговой оценкой по дисциплине «История и перспективы развития нефтепереработки» следующим образом: во-первых, оценка самостоятельной работы учитывается в такой форме текущего контроля, как просна практических занятиях; во-вторых, самостоятельная работа по предмету поощряется, и преподаватель может использовать (и, как правило, использует) оценку самостоятельной работы в качестве поощрительной составляющей на зачете или экзамене; в спорных моментах оценка самостоятельной работы может разрешить ситуацию в пользу обучающегося.

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

- ☐ тнесение содержания контроля к целям обучения; объективность
- ☐ троля;
- ☐ идность контроля (соответствие предъявляемых заданий тому, что предполагается проверить); дифференциацию контрольно-измерительных материалов.

Основными формами контроля самостоятельной работы студента преподавателями являются:

1. просмотр и проверка продукта самостоятельной работы преподавателем;
2. самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе;
3. обсуждение результатов выполненной работы на занятии;
4. письменный опрос;
5. индивидуальное собеседование.

КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ РЕЗУЛЬТАТОВ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

Независимо от вида самостоятельной работы критериями оценки самостоятельной работы могут считаться:

уровень освоения студентом учебного материала;
 умение студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
 умение студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить информацию, изучать ее и применять на практике;
 умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;
 обоснованность и четкость изложения материала;
 оформление материала в соответствии с требованиями.

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Основная литература:

1. Згонникова В.В. Введение в специальность нефтяника [Электронный ресурс] / В.В. Згонникова – Электрон. текстовые данные. – М.: Интернет-Университет Информационных Технологий (ИНТУИТ), 2016. – 113 с. – Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/39550.html>. – ЭБС «IPRbooks».
2. Капустин, В. М. Технология переработки нефти : в 4 ч. Ч.1. Первичная переработка нефти / под ред. О. Ф. Глаголевой. – М. : КолосС, 2012. – 456 с. : ил. – (Учебники и учебные пособия для студентов высших учебных заведений). – Библиогр.: с. 446-449. – ISBN 978-59532-0825-3(ч. 1). – ISBN 978-5-9532-0826-0.
3. Ахметов, С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа : учеб. пособие для вузов / С. А. Ахметов. – СПб. : Недра, 2013. – 544 с. : ил. – Библиогр.: с. 541. – ISBN 978-5-90515344-2.

Дополнительная литература:

1. Мановян, А. К. Технология первичной переработки нефти и природного газа : учеб. пособие для вузов / А. К. Мановян. – М. : Химия, 2004. – 568 с.
2. Капустин, В. М. Технология переработки нефти : в 2 ч. : учеб. пособие / В. М. Капустин, А. А. Гуреев. Ч.2, Деструктивные процессы. – М. : КолосС, 2007. – 334 с. – Гриф: Доп. МО.
3. Переработка нефти : теоретические и технологические аспекты / под ред. Н. Г. Дигурова, Б. П. Туманяна. – М. : Издательство «Техника», ТУМА ГРУПП, 2012. – 496 с. : ил. – ISBN 5-93969-040-8.. – ISBN 978-5-9693-0158-0(рус.). – ISBN 0-87814-280-0.
4. Аджиев, А. Ю. Подготовка и переработка попутного нефтяного газа в России : в 2 ч. Ч.1 / А. Ю. Аджиев, П. А. Пуртов. – Краснодар : ЭДВИ, 2014. – 776 с. : ил. – Библиогр.: с. 761775. – ISBN 978-5-906563-05-7.
5. Аджиев, А. Ю. Подготовка и переработка попутного нефтяного газа в России : в 2 ч. Ч.2 / А. Ю. Аджиев, П. А. Пуртов. – Краснодар : ЭДВИ, 2014. – 508 с. : ил. – Библиогр.: с. 499504. – ISBN 978-5-906563-05-7.
6. Гайле, А. А. Процессы разделения и очистки продуктов переработки нефти и газа : учеб. пособие / А. А. Гайле, В. Е. Сомов. – СПб. : ХИМИЗДАТ, 2012. – 376 с. : ил. – ISBN 978-593808-199-4.