



Государственное бюджетное профессиональное
образовательное учреждение Самарской области
«Самарский политехнический колледж»

ЭЛЕКТРОННЫЙ СБОРНИК СТАТЕЙ
МЕЖРЕГИОНАЛЬНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ
КОНФЕРЕНЦИИ «НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА: ВЧЕРА, СЕГОДНЯ, ЗАВТРА»
(ЧАСТЬ 1)

Самара
2021

СОДЕРЖАНИЕ

<i>Андрянова В.С.</i> ВОЗМОЖНО ЛИ ПОСТРОЕНИЕ В САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ АЭС.....	3
<i>Анкудинова А.В.</i> СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ АНАЛИЗА НЕФТИ, ГАЗА ПРОДУКТОВ ИХ ПЕРЕРАБОТКИ.....	Ошибка! Залка не определена.
<i>Дерей А.А.</i> ФЕНОЛЫ - ОПАСНЫЕ ЗАГРЯЗНИТЕЛИ КУЙБЫШЕВСКОГО ВОДОХРАНИЛИЩА	Ошибка! Залка не определена.
<i>Диниев Д.О., Галлямов Т.В.</i> ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ НА РАБОТУ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ТЕПЛООБМЕННОГО АППАРАТА УСТАНОВКИ ЭЛОУ АВТ.....	11
<i>Гилилов Д.В., Новиков Д.Р.</i> СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ПРОЦЕССА ГИДРОКРЕКИНГА (ЮНИКРЕКИНГ)	16
<i>Иванов В.В.</i> ВЛИЯНИЕ ПРОМЫШЛЕННОГО ГАЗОХИМИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ОРЕНБУРГ» НА ЗАГРЯЗНЕНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	20
<i>Летихина Е.А.</i> ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ	26
<i>Писарев М.А.</i> СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА В СИСТЕМЕ ТЕХНОЛОГИЙ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ.....	30
<i>Рахимова Р.И.</i> ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВА ПЛАСТИЧНЫХ СМАЗОК.....	32
<i>Устинов Д.В., Чуева Ю.А.</i> ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ СЕПАРАТОРОМ.....	40
<i>Чернов Р.В.</i> ВЫБОР ЭФФЕКТИВНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НЕФТЕЙ ЧИНАРЕВСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	45
<i>Шелякин И.Н.</i> ПЕРЕРАБОТКА И УТИЛИЗАЦИЯ МОТОРНОГО МАСЛА.....	Ошибка! Залка не определена.

ВОЗМОЖНО ЛИ ПОСТРОЕНИЕ В САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ АЭС

*Андрянова Виолетта Сергеевна
Руководитель Кудряшова Наталья Юрьевна
Государственное автономное профессиональное образовательное
учреждение «Самарский металлургический колледж», город Самара*

В начале нового тысячелетия, когда общество все дальше продвигается по пути техногенного развития, развиваются уже существующие и зарождаются новые производственные отрасли, когда «высокие технологии» вошли практически в каждый современный дом и многие люди не могут представить жизнь без них, мы более отчетливо видим неограниченность человеческих потребностей. Чем больше человечество создает, тем больше оно потребляет, в том числе такой важный ресурс, как энергия. Овладение ядерной энергией - величайшее, ни с чем не сравнимое достижение науки и техники XX в. Высвобождение внутриядерной энергии атома, проникновение в природные тайны вещества, атома превосходит все, что когда-либо ранее удавалось сделать людям. Новый источник энергии огромной мощности сулил неограниченные богатейшие возможности. Для открытия внутренней энергии атома, понадобились долгие годы упорной работы ученых многих поколений и разных стран [1, с. 130].

Энергетика Самарской области - сектор экономики региона, обеспечивающий производство, транспортировку и сбыт электрической и тепловой энергии. По состоянию на начало 2021 года, на территории Самарской области эксплуатировались 15 электростанций общей мощностью почти 6 тысяч МВт, в том числе две гидроэлектростанции, одна солнечная электростанция и двенадцать тепловых электростанций. На территории области нет ни одной атомной электростанции, и я задалась изучением этого вопроса [2, с. 435].

26 апреля исполняется 34 года со дня катастрофы в Чернобыле на АЭС. В небо выброшено огромное количество радиоактивных веществ. Люди в Чернобыле подверглись облучению в 100 раз большему, чем при падении бомбы на Хиросиму. Эта трагедия заставила людей задуматься атомная энергия-это добро или зло.

Цель исследования: ознакомить о деятельности атомной энергетики и построении АЭС в Самаре.

Задачи:

- изучение истории развития атомной энергетики, выполнение учебного фильма на заданную тему;
- выявление проблем атомной энергетики, плюсы и минусы;
- изучение возможности постройки АЭС в Самаре.

Новизна исследования в том, что ранее вопрос построения АЭС в Самаре не

затрагивался глубоко с выяснением всех «за» и «против».

Предмет исследования: отношение человека к вопросам атомной энергетики.

Актуальность работы заключается в том, чтоб показать, возможно ли построение АЭС в Самарской области.

Практическая значимость - использование приобретенных знаний и навыков в изучении проблемы построения атомной электростанции на территории нашего края.

При изучении этой темы мною использован теоретический метод исследования. То есть изучила литературу по интересующему меня вопросу и стандарты, которыми руководствуются при проектировании данных объектов.

Преимущества атомных электростанций (АЭС) перед тепловыми (ТЭЦ) и гидроэлектростанциями (ГЭС) очевидны: нет отходов, газовых выбросов, нет необходимости вести огромные объемы строительства, возводить плотины и хоронить плодородные земли на дне водохранилищ. Пожалуй, более экологичны, чем АЭС, только электростанции, использующие энергию солнечного излучения или ветра. Но и ветряки, и гелиостанции пока маломощны и не могут обеспечить потребности людей в дешевой электроэнергии, а эта потребность все быстрее растет. И все же целесообразность строительства и эксплуатации АЭС часто ставят под сомнение из-за вредного воздействия радиоактивных веществ на окружающую среду и человека [3, с. 225].

Сторонники и противники ядерной энергетики резко расходятся в оценках её безопасности, надёжности и экономической эффективности. Опасность связана с проблемами утилизации отходов, даже если атомная электростанция работает идеально и без малейших сбоев, ее эксплуатация неизбежно ведет к накоплению радиоактивных веществ. Поэтому людям приходится решать очень серьезную проблему, безопасное хранение отходов. Радиоактивные отходы образуются почти на всех стадиях ядерного цикла. Большая часть радиоактивных изотопов имеет период полураспада около 30 лет, поэтому уже через 300 лет они почти полностью исчезнут.

Главный недостаток применения АЭС заключается в тяжелых последствиях разгерметизации активной зоны реактора и выброса радиоактивных веществ в окружающую среду. По этой причине к строительству атомной станции предъявляются очень высокие требования. И самый главный минус при планировании АЭС в Самарской области это то что на территории самарской области расположен национальный парк Самарская лука.

Конечно, от атомной энергетики можно вообще отказаться. Тем самым будет полностью устранена опасность облучения людей и угроза ядерных аварий. Но тогда для удовлетворения потребностей в энергии придется наращивать строительство ТЭЦ и ГЭС. А это неизбежно приведет к большому загрязнению атмосферы вредными веществами, к

накоплению в атмосфере избыточного количества углекислого газа, изменению климата Земли и нарушению теплового баланса в масштабах всей планеты. Изучив теоретический материал, интернет-источники и стандарты на строительное проектирование, разложила плюсы и минусы построения АЭС в Самарской области. Изучив Постановление Совета министров КПСС от 1989 года, Постановление Совмина «О развитии ядерной энергетики в СССР» от 1981-1985 годов, Постановление Минэнерго от 1983 года сделаны выводы о непригодности места для строительства станции.

Список используемых источников

- 1 Антипов Н.К., Беседов П.Р. Сейсмостойкость строительных конструкций атомных электростанций, – Москва: Изд-во Дрофа, 2013. - 212 с.
- 2 Джинчвелашвили Г. А. Техническая составляющая при построении атомных электростанций, – Москва: Изд-во МГСУ, 2010.-653 с.
- 3 Иванцов Н.Н. Экспериментальные исследования динамических явлений в строительных конструкциях атомных электростанций, – Москва: Изд-во Инф, 2014. - 384 с.
- 4 Шаблинский Г.Э. Библиотека научных разработок и проектов, – Москва: Изд-во Дрофа, 2016. - 268 с.
- 5 <https://drugoigorod.ru>
- 6 <https://www.sites.google.com/site/romanproekt/4342/Aiaes>

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ АНАЛИЗА НЕФТИ, ГАЗА ПРОДУКТОВ ИХ ПЕРЕРАБОТКИ

Анкудимова Анастасия Владимировна

Руководитель: Фресс Екатерина Алексеевна

ГБПОУ СО «Тольяттинский химико-технологический колледж», г.о. Тольятти

Нефтедобыча и нефтепереработка, а также добыча природного газа, являются важнейшими современными отраслями мировой промышленности. Продукты из нефти и газа, получаемые современной промышленностью – это топлива различных видов, керосины, масла, мазуты, битумы, парафины, а также различные растворители, смазки, сажа, сырье для химической промышленности и прочие продукты нефтепереработки.

В настоящий момент по оценкам специалистов мировая добыча нефти составляет

порядка 4 млрд. тонн в год. При этом объем подтвержденных запасов составляет примерно 290 млрд. тонн.

На базе продуктов нефти сегодня работает вся техника, осуществляется ее обслуживание и обеспечение необходимым рабочим ресурсом. От того, каким будет качество этих продуктов зависит работоспособность, долговечность службы, окупаемость, характеристики оборудования, спецтехники и прочих технических элементов, широко используемых во всех отраслях промышленности производства, сервисного сопровождения и т.д.

Для получения из сырой нефти товарной, то есть готовой к транспортировке применяются установки комплексной подготовки нефти. В них нефть обезвоживается, обессоливается, при необходимости обессеривается и стабилизируется. В процессе стабилизации из нефти извлекается нефтяной попутный газ. Если вблизи месторождения есть узловой газоперерабатывающий завод, то газ по магистральному трубопроводу направляется туда для дальнейшей переработки. Если же такого завода нет или он слишком удален, газ сжигается. Количество и состав нефтяного попутного газа зависит в общем и целом от конкретного месторождения нефти. Удельное содержание газа в сырой нефти называется газовым фактором и может колебаться в широких пределах от 20 до 900 м³ газа на тонну нефти.

Сырая нефть характеризуется низким качеством, поэтому практически не используется. Ее компоненты приобретают ценность только по отдельности. Для получения каждой составляющей нужна переработка нефти.

Полученную из скважин нефть не отправляют сразу на завод, поскольку в ней содержатся примеси. Ее переработка является сложным процессом, который состоит из таких этапов:

- 1) подготовку сырья к первичной переработке;
- 2) перегонку нефти;
- 3) вторичную переработку;
- 4) очистку.

Для производства качественных нефтепродуктов необходима установка дорогого и качественного оборудования.

А вот при выборе способа переработки нефтяного попутного газа следует учитывать ряд факторов, оказывающих основное влияние на технологическое и аппаратурное оформление технологического процесса.

К ним относятся:

- наличие влаги в газе;

- наличие в газе сернистых соединений;
- состав желаемых продуктов переработки;
- давление и температура потока НПП.

Переработка непосредственно на скважине повышает скорость нефтедобычи. После прохождения всех стадий обработки образуется ценный продукт, пригодный для дальнейшего использования.

Основные продукты переработки попутного нефтяного газа:

- сухой отбензиненный газ;
- газообразный метан;
- технический пропан-бутан;
- газовый конденсат;
- синтетическое топливо.

В качестве способа утилизации нефтяного попутного газа предлагается рассмотреть технологию вымораживания. В двух параллельно работающих аппаратах осуществляется процесс вымораживания влаги и одновременной конденсации сжижаемых углеводородов. В схеме использованы два аппарата. В одном происходит непосредственно процесс вымораживания до момента пока перепад давления на аппарате не достигнет определенного значения, характеризующего эффективность работы аппарата. Во втором аппарате происходит процесс оттаивания трубчатки.

В области переработки нефтяных попутных газов, то же произошло определенные изменения. Наши скромные вклады в этой области позволяют дополнить некоторые аспекты в нормативной документации проектирования, изготовления и эксплуатации опасных промышленных объектов, к которым относятся газоперерабатывающие комплексы.

На данный момент попутные нефтяные газы уже не рассматриваются как дешевое и неисчерпаемое топливо в нашей стране и во всем мире.

Непрерывный рост объемов добычи нефти и ужесточение экологического законодательства способствуют привлечению внимания к переработки нефтяного попутного газа. Отсутствие системного подхода к проблеме нерационального использования нефтяного попутного газа не позволяет использовать полный потенциал нефтедобывающей промышленности для роста экономики в целом.

Общий расход добытого в России попутного нефтяного газа превышает на данный момент 54,2 миллиарда м³ из них подвергается переработке порядка 45,4 миллиарда м³. Уровень рационального использования нефтяного попутного газа составляет 83,7%. Это достаточно высокий показатель, но все же в абсолютных цифрах сжигается на факельных установках огромное количество – 8,8 миллиардов м³ в год.

Менее половины всего объема (44,5 %) перерабатывается на узловых газоперерабатывающих заводах. В абсолютных цифрах это 20,2 млрд. куб. метров. На технологические нужды процессов нефтедобычи расходуется 8,2 млрд. куб. метров. Как сырье для производства электроэнергии на газотурбинных и газопоршневых электростанциях потребляется 17 млрд. куб. метров.

Итак, нефть - наше национальное богатство, источник могущества страны, фундамент ее экономики. Она останется в ближайшем будущем основой обеспечения энергией народного хозяйства и сырьем нефтегазохимической промышленности.

А так же, современные технологии переработки газа, экономия и рациональное использование ресурсов позволяют применять альтернативные виды топлива для удовлетворения увеличивающихся потребностей промышленности и населения в энергоносителях.

ФЕНОЛЫ - ОПАСНЫЕ ЗАГРЯЗНИТЕЛИ КУЙБЫШЕВСКОГО ВОДОХРАНИЛИЩА

Дерей Алина Андреевна

Руководитель: Митьковская Екатерина Витальевна

ГБПОУ СО «Тольяттинский химико-технологический колледж», г.о. Тольятти

Одна из важнейших проблем современности — охрана биосферы от биогенных органических загрязнителей. Один из наиболее токсичных компонентов природных и сточных вод — фенол.

Фенолы являются одним из наиболее распространенных загрязнений, поступающих в поверхностные воды со стоками предприятий. Сброс фенольных вод в водоемы и водотоки резко ухудшает их общее санитарное состояние, оказывая влияние на живые организмы не только своей токсичностью, но и значительным изменением режима биогенных элементов и растворенных газов (кислорода, углекислого газа).

Процесс самоочищения водоемов от фенола протекает относительно медленно и его следы могут уноситься течением реки на большие расстояния, поэтому до сброса фенолсодержащие стоки подвергают достаточной очистке. Обычно фенолы в естественных условиях образуются в процессах метаболизма водных организмов, при биохимическом распаде и трансформации органических веществ, протекающих как в водной толще, так и в донных отложениях вирусов.

Многообразие систем, содержащих фенолы, затрудняет подбор оптимальных способов их обезвреживания и утилизации. Это связано с тем, что, во-первых, технология полной

очистки воды, как правило, диктует соблюдение особых условий, которые трудно выполнимы на практике. Во-вторых, многие эффективные способы глубокой очистки фенолсодержащих вод сопряжены с большими экономическими и ресурсными затратами, использованием дефицитных реагентов с последующей их регенерацией, утилизацией или захоронением отходов.

Проблема полноценной очистки производственных стоков от растворенных в воде органических веществ, в частности удаление фенолов, является одной из наиболее важных и одновременно трудно решаемых. Эффективные способы глубокой очистки преимущественно сопряжены с большими экономическими и ресурсными затратами. Поэтому поиск новых эффективных способов очистки промышленных сточных вод, в том числе очистка сточных вод от фенола, является по-прежнему актуальным.

Анализ наблюдений за экологической обстановкой состояний природных вод Куйбышевского водохранилища в границах г. о. Тольятти по данным ФГБУ «Приволжское УГМС» на протяжении десяти лет, с 2011 по 2020 годы, показал, что наиболее характерными загрязняющими веществами реки в целом являются бихроматы, нитриты, медь, цинк, марганец, фенолы. За данный период не было превышений ПДК по кислороду, хлорид-ионам, нитрат-ионам, соединениям железа. Разовые превышения наблюдались по аммонии, сульфат-ионам, нефтепродуктам.

На гистограмме представлен анализ превышения ПДК по фенолу за период 2011-2020 годы, в районе села Климовка, совхоза Степана Разина, плотины Куйбышевской ГЭС.

Куйбышевское водохранилище — водохранилище на реке Волге, крупнейшее в Евразии и третье в мире по площади. После завершения строительства плотины Волжской ГЭС имени В. И. Ленина (ныне Жигулёвская ГЭС), перегородившей долину реки у города Ставрополя (ныне Тольятти). Название дано по городу Куйбышеву (ныне Самара), расположенному по течению ниже. Нижнюю часть водохранилища часто называют Жигулёвским морем.

Помимо природных источников загрязнения поверхностных вод (вымывание мелких частиц и растворимых солей из почв и горных пород) большое влияние на качество воды в реках оказывают антропогенные факторы, наиболее существенными из которых являются:

- сброс сточных вод промышленных предприятий, в результате которого происходят коренные изменения состава воды и появляются специфические вещества, заметно влияющие на природный фон;

- загрязнение удобрениями, поступающими с сельскохозяйственных полей.

Число превышений значения ПДК за 2011-2020 гг. по фенолам:



На основе изученных данных можно сделать следующие выводы:

1. Кислородный режим. Куйбышевского водохранилища находился в среднем в пределах от $6,85 \text{ мг/дм}^3$ до $15,4 \text{ мг/дм}^3$, что соответствовало установленным нормативам.

Содержание остальных определяемых ингредиентов не достигало предельно допустимых концентраций (ПДК):

- содержание фенолов летучих в пределах ПДК от 0 мг/дм^3 (2011-2020гг) до - нефтепродукты выявлены на уровне 0 мг/дм^3 (2011-2016, 2018, 2020гг.) до $0,2 \text{ мг/дм}^3$ ПДК.

2. Проблема полноценной очистки производственных стоков от растворенных в воде органических веществ, в частности удаление фенолов, является одной из наиболее важных и одновременно трудно решаемых.

3. Эффективные способы глубокой очистки преимущественно сопряжены с большими экономическими и ресурсными затратами. Поэтому поиск новых эффективных способов очистки промышленных сточных вод, в том числе очистка сточных вод от фенола, является по-прежнему актуальным.

Несмотря на неоднородность распределения средних концентраций загрязняющих веществ по исследуемому участку водохранилища, выявлена тенденция снижения содержания органических веществ. Необходимо учитывать, что качество воды в водохранилище формируется под влиянием, как природных факторов загрязнения, так и антропогенной нагрузки на водный объект.

Список использованных источников:

1. <https://aquacomplex.livejournal.com/23684.html>
2. Приказ от 13 декабря 2016 года N 552 Об утверждении нормативов качества воды водных объектов рыбохозяйственного значения, в том числе нормативов предельно допустимых концентраций вредных веществ в водах водных объектов рыбохозяйственного значения.
3. <http://pogoda-sv.ru/ugms/> Официальный сайт ФГБУ "Приволжское УГМС"-ФГБУ "Приволжское УГМС"

4. <http://tech.xenozone.ru/nasha-speczializacziya/ochistka-vodyi-ot-fenolov.html>
5. http://www.f-mx.ru/bezopasnost_zhiznedeyatelnosti/fenoly_-_zagryazniteli_vod.html
6. <https://himija-online.ru/organicheskaya-ximiya/fenol/fenoly.html>
7. <https://www.calc.ru/Fenoly-Svoystva-Fenolov.html>
8. Общая экология: Учеб. / Под ред. А. С. Степановских. - М.: ЮНИТИ, 2000. 510с.
9. Орлов Д.С. Экология и охрана биосферы при химическом загрязнении: Учеб. пособие / Орлов Д.С, Садовникова Л.К., Лозановская И.Н. - М.: Высшая шко-ла, 2002. - 334с.

**ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ НА РАБОТУ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО
ОБОРУДОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ТЕПЛООБМЕННОГО АППАРАТА УСТАНОВКИ
ЭЛОУ АВТ**

*Диниев Данил Олегович,
Галлямов Тимур Винерович
Руководитель: Лукманова Алина Львовна
ГАПОУ Уфимский топливно-энергетический
колледж, Уфа*

Очищенную от примесей, воды и газов сырую нефть [1] поставляют на нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ), где в процессе переработки из нее получают различные виды нефтепродуктов. Качество, как сырой нефти, так и нефтепродуктов, получаемых из нее, определяется составом нефти: именно он определяет направление переработки и влияет на конечные продукты.

Важнейшими характеристиками свойств сырой нефти являются: плотность, содержание серы, фракционный состав, а также вязкость и содержание воды, хлористых солей и механических примесей.

Вязкость определяется структурой углеводородов, составляющих нефть, т.е. их природой и соотношением, она характеризует свойства распыления и перекачивания нефти и нефтепродуктов: чем ниже вязкость жидкости, тем легче осуществлять ее транспортировку по трубопроводам, производить ее переработку.

Перекачка высоковязких нефтей в смеси с разбавителями распространена достаточно широко. Так, в нашей стране на самарской базе смешения часть высокопарафинистой мангышлакской нефти смешивается с маловязкими нефтями Поволжья и закачивается в

нефтепровод "Дружба".

Целью данной работы являлось оценка влияния характеристик нефтей разной вязкости на работу технологического оборудования на примере теплообменного аппарата установки ЭЛОУ АВТ.

Для реализации этой цели были поставлены следующие задачи:

- 1 изучить и сравнить по литературным источникам характеристики и данные разгонки чекмагушевской, туймазинской и каменноложской [2] нефтей;
- 2 выполнить подробный расчет коэффициента теплопередачи в теплообменном аппарате при заданных одинаковых условиях для чекмагушевской, туймазинской и каменноложской нефти;
- 3 проанализировать результатов расчета

Для оценки влияния характеристик нефти на работу технологического оборудования были выбраны: маловязкая – каменноложская, средневязкая – туймазинская, высоковязкая – чекмагушевская.

Сравнение проводилось на примере кожухотрубчатого теплообменного аппарата с U-образными трубками блока установки ЭЛОУ – АВТ, предназначенного для нагрева 45 кг/с нефти от 80 до 100°C дизельным топливом, который охлаждается от 200°C

По заданию на установке используют кожухотрубчатый теплообменный аппарат [3] с U-образными трубками, диаметром кожуха 600 мм; диаметром труб, 25x2 мм; площадью сечения одного хода по трубам 0,039 м²; поверхностью теплообмена 223 м²; длиной труб 9 м; площадью самого узкого сечения в межтрубном пространстве 0,037м²

Полный расчёт теплообменного аппарата для чекмагушевской, туймазинской, каменноложской нефтей проводился по следующему алгоритму: определение тепловой нагрузки (по тепловому балансу); средней разности температур; необходимой поверхности теплообмена; уточнение коэффициента теплопередачи; определение свойств потоков при средней температуре; критерия Прандтля; критерия Рейнольдса.; критерия Нуссельта; коэффициента теплоотдачи и теплопередачи; уточнение числа стандартных аппаратов

Для каждой нефти определены тепловая нагрузка, балансовое количество дизельного топлива по данным разгонки, средняя разность температур. Для всех расчётов необходимой поверхности теплопередачи по справочным данным принят коэффициент теплопередачи $K = 210 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$. Определена необходимая поверхность теплообмена, таблица 1.

Таблица 1 — Результаты расчёта необходимая поверхности теплопередачи

Потоки		Q, кВт	G_1 , кг/с	Δt_{cp} , °C	F, м ²
Чекмагушевская $\rho_4^{20} 0,898$	Нефть	1886	-	41,5	216,4
	ДТ		7,52		
Туймазинская $\rho_4^{20} 0,852$	Нефть	1946	-	49,7	195,8
	ДТ		8,1		
Каменноложская $\rho_4^{20} 0,811$	Нефть	2001	-	56,7	168,05
	ДТ		9,0		

Для нефти и дизельного топлива рассчитаны свойства при средней температуре для каждого случая. Определён критерий Прандтля. Для каждого потока рассчитаны скорости и критерий Рейнольдса, таблица 2.

Таблица 2 — Результаты расчета критериев Прандтля и Рейнольдса

Потоки		Свойства при средней температуре потока				Pr	ω , м/с	Re
		ρ , кг/м ³	λ , Вт/(м*К)	ν , м ² /с	C, КДж/(кг*К)			
Чекмагушевская $\rho_4^{20} 0,898$	ДТ	726	0,13	$0,7 \cdot 10^{-6}$	2,4	9,38	0,26	7800
	Нефть	853	0,123	$4,75 \cdot 10^{-6}$	2,09	68,85	1,46	67621
Туймазинская $\rho_4^{20} 0,852$	ДТ	723	0,13	$0,7 \cdot 10^{-6}$	2,4	9,34	0,29	8700
	Нефть	789	0,13	$2,5 \cdot 10^{-6}$	2,13	32,72	1,5	132000
Каменноложская $\rho_4^{20} 0,811$	ДТ	719	0,13	$0,7 \cdot 10^{-6}$	2,4	9,29	0,32	9600
	Нефть	767	0,136	$1 \cdot 10^{-6}$	2,2	12,4	1,59	349800

На основе рассчитанных критериев Рейнольдса, и Прандтля, определён критерий Нуссельта и коэффициент теплоотдачи для каждого потока, таблица 3. Затем уточнён коэффициент теплопередачи в теплообменном аппарате для каждой нефти.

Таблица 3 — Результаты расчета коэффициента теплопередачи

Потоки	Re	Pr	Nu	α , Вт/(м ² *К)	K, Вт/(м ² *К)
--------	----	----	----	-----------------------------------	---------------------------

Чекмагушевская $\rho_4^{20} 0,898$	ДТ	7800	9,38	67	418.8	134
	Нефть	67621	68,85	639	357	
Туймазинская $\rho_4^{20} 0,852$	ДТ	8700	9,34	73	452	148.6
	Нефть	132000	32,72	747	411	
Каменноложская $\rho_4^{20} 0,811$	ДТ	9600	9,29	80	495	168.8
	Нефть	349800	12,4	973	601	

Коэффициенты теплопередачи для всех нефтей отличаются незначительно, однако, в случае лёгкой каменноложской нефти, коэффициент выше, это свидетельствует о большей эффективности теплообмена. С учётом уточнённого коэффициента теплопередачи, определена расчётная поверхность теплообмена для каждой нефти, рассчитаны число стандартных аппаратов и процент запаса, таблица 4. В случае тяжёлой чекмагушевской нефти необходимо два аппарата, а в случае лёгкой каменноложской достаточно одного.

Таблица 4 — Результаты расчета числа стандартных аппаратов

Потоки		Кфакт., Вт/(м ² * К)	Fрасч. м ²	Число аппаратов, n	% запаса
Чекмагушевская $\rho_4^{20} 0,898$	ДТ	134	339	2 x 223 м ²	23,99
	Нефть				
Туймазинская $\rho_4^{20} 0,852$	ДТ	148,6	263	2 x 223 м ²	39,27
	Нефть				
Каменноложская $\rho_4^{20} 0,811$	ДТ	168,5	209	1 x 223 м ²	6,27
	Нефть				

В результате исследования было установлено, что на показатели работы теплообменного аппарата (конечная температура потока, средняя разность температур, коэффициент теплопередачи) оказывают влияние характеристики нефти.

По данным разгонки чекмагушевской, туймазинской и каменноложской нефтей было

определено балансовое количество дизельного топлива фр240-350. Для маловязкой каменноложской нефти выход дизельного топлива составил – 20%, для высоковязкой чекмагушевской – 16,8%.

Для сравнения влияния характеристик чекмагушевской, туймазинской и каменноложской нефтей расчет проводился по одинаковым исходным данным. По расчету в теплообменном аппарате в случае маловязкой нефти количество передаваемого тепла составило 2001 кВт, в случае высоковязкой – 1886 кВт. Средняя разность температур в случае маловязкой составила 56,7 °С, для высоковязкой – 41,2 °С. Критерий Прандтля для маловязкой каменноложской нефти составил 12,4, а для высоковязкой чекмагушевской – 68,85. Критерий Рейнольдса для маловязкой нефти 349800, для высоковязкой – 7800. При этом коэффициент теплопередачи для маловязкой нефти составил 168,8 Вт/м²*К, для высоковязкой – 134 Вт/м²*К. Такое незначительное отличие приводит к увеличению расчетной поверхности теплообмена для чекмагушевской нефти. При этом для маловязкой нефти будет достаточно одного, а для высоковязкой необходимо два теплообменных аппарата с поверхностью 223 м² с длиной труб 9 м.

Таким образом, чем меньше вязкость нефти, тем эффективнее процесс теплопередачи, и необходимо меньшее число аппаратов. Разбавляя вязкие нефти маловязкими, можно добиться снижения вязкости и температуры застывания. Целесообразнее всего в качестве разбавителей использовать маловязкие нефти.

Разбавление высоковязких нефтей и нефтепродуктов бензинами и керосинами для облегчения перекачки нецелесообразно. Для мазутов и гудронов такие разбавители также нецелесообразны.

Работа выполнена в марте-апреле 2021 года студентами 2 курса специальности Переработка нефти и газа Уфимского топливно-энергетического колледжа. Исследование влияния характеристик нефти на эффективность работы технологического оборудования будет продолжено.

Список использованных источников

- 1 Эрих В.Н., Расина М.Г. Химия и технология нефти и газа. Учебник, — Альянс, 2019, — 404 с.
- 2 Дриацкая З.В., Ивченко Е.Г., Лазарева И.С. Нефти СССР. Нефти северных районов европейской части СССР и Урала. Справочник. — Москва: Химия, 1971. — 504с.
- 3 Дытнерский Ю.И., Борисов Г.С., Ковалев Ю.Н. Основные процессы и аппараты

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ПРОЦЕССА ГИДРОКРЕКИНГА (ЮНИКРЕКИНГ)

Гилилов Денис Владимирович

Новиков Данил Романович

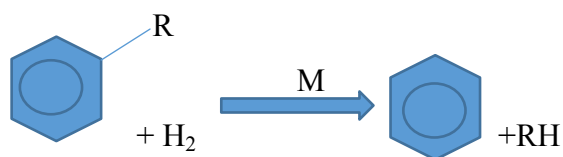
Руководитель: Иванова Татьяна Васильевна

Государственное автономное профессиональное образовательное учреждение Саратовской области «Саратовский областной химико-технологический техникум» город Саратов

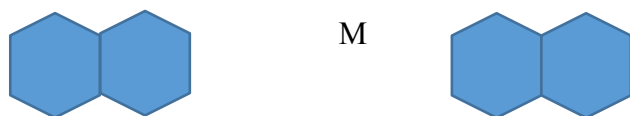
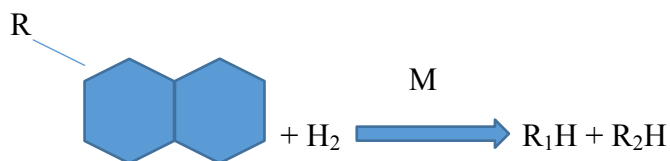
При проведении процесса гидрокрекинга происходит глубокое каталитическое превращение нефтяного сырья при высоком парциальном давлении водорода. Гидрокрекингу подвергают тяжелое сырье – тяжелые сернистые газойли, такие как прямогонные газойли, вакуумные газойли, газойли коксования, а также деасфальтизаты гудронов, нефтяные остатки, деасфальтизированные масла.

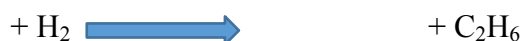
Гидрокрекинг – это эффективный метод усовершенствования сырья посредством добавления водорода и крекинга до желательных уровней кипения. Главными функциями гидрокрекинга являются конвертирование до пониженного молекулярного веса, удаление серы и азота и насыщение олефинов и ароматических углеводородов. При конверсии сырья происходят реакции удаления боковых цепей, разрыв кольца, крекинг парафинов и изомеризация:

Гидродеалкилирование



Гидродециклизация



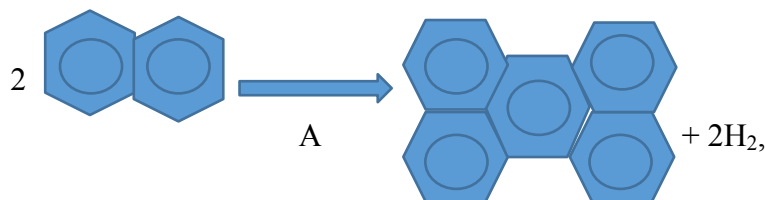


Гидрокрекинг



А

Формирование тяжелых многоядерных



где

М – металлический катализатор;

А – кислотный катализатор [1, с. 7].

Целью процесса гидрокрекинга является получение светлых нефтепродуктов, а именно: автомобильных бензинов, дизельного топлива, реактивных топлив, печного топлива, смазочные масла, сырья для процессов риформинга и производства олефинов.

Процесс Юникрекинг представляет собой процесс каталитического гидрокрекинга тяжелых нефтяных фракций в целях получения более легких и более ценных продуктов. Сырьем процесса Юникрекинг являются тяжелые атмосферные и вакуумные газойли, а также газойли каталитического или термического крекинга. Это сырье перерабатывается в продукты более низкого молекулярного веса с максимальным выходом бензина и дизельного топлива.

Типичными условиями проведения процесса Юникрекинга являются давление 10-17,5 МПа, температура 275-425°C.

Проектная мощность Юникрекинга по сырью составляет 112,5 т/час. Диапазон производительности составляет 60-100% от максимальной, количество часов работы блока – 8000 часов в год [2, с. 5].

Юникрекинг – состоит из реакторного блока, блока регенерации МЭА и секции отпарки кислых вод.

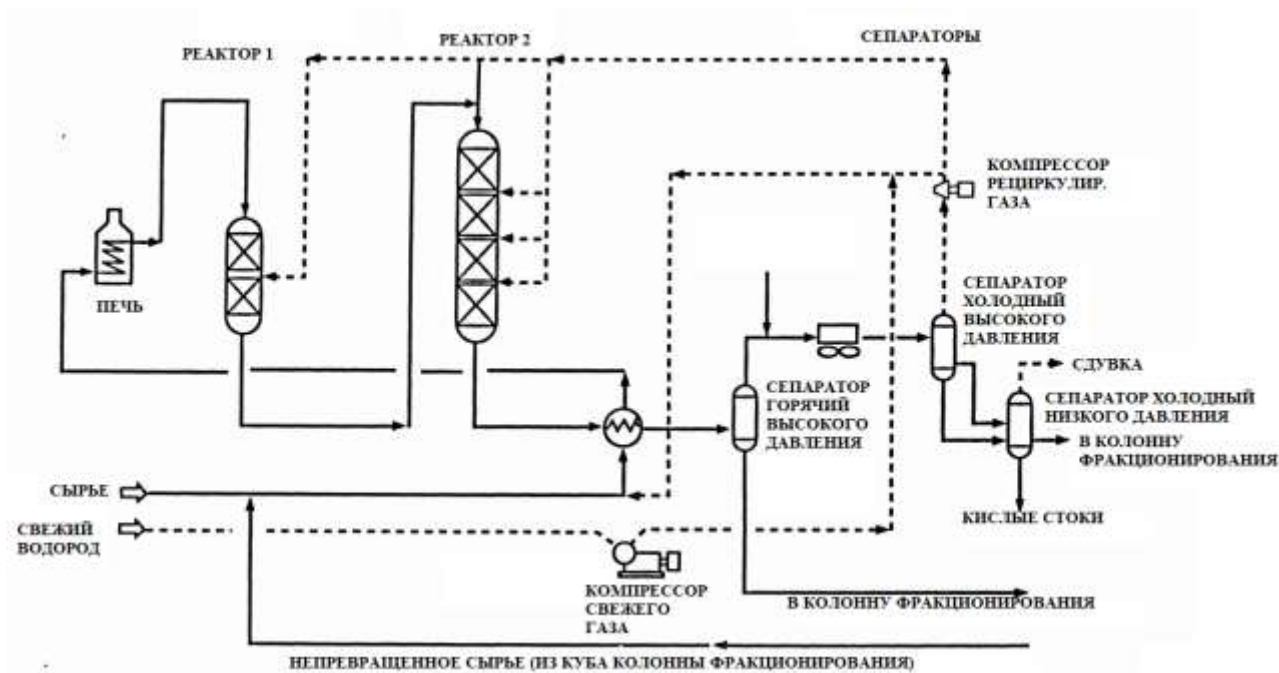


Рисунок 1. Одноступенчатый процесс Юникрекинга [1, с.23]

Достоинствами процесса Юникрекинга являются:

- сокращение капитальных и эксплуатационных затрат;
- типичная степень превращения: 40-85% об.;
- качественные продуктовые дистилляты;
- кубовый продукт служит отличным сырьем для установок каталитического крекинга, пиролиза, для производства смазочных масел;
- отсутствие отпарной секции между реакторами;
- исключение операций охлаждения и повторного нагрева.

Помимо достоинств у процесса есть и определенные недостатки:

- сокращение выхода жидких продуктов;
- снижение качества средних дистиллятов;
- меньшая гибкость структуры выходов;
- увеличение выхода легких фракций при высокой степени превращения.

Но у реакторной секции одноступенчатой установки Юникрекинга есть особенности, которыми являются:

- выбор типа огневого нагревателя:

- с газообразным топливом – для установок мощностью свыше 4800 тонн/сутки по объединенному сырью;

- с комбинированным топливом – для установок мощностью до 4800 тонн/сутки по объединенному сырью;

- рециркуляция непревращенного сырья в реакторную секцию:

- рециркулирует в реактор Р-1.

На установке Юникрекинга технологической схемой предусмотрен горячий сепаратор высокого давления, который экономичен, предотвращает загрязнения холодильника для продукта, позволяет уменьшить габариты холодильника и холодного сепаратора.

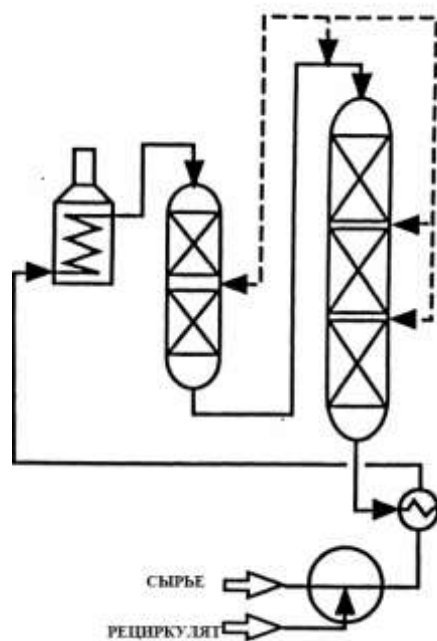


Рисунок 2. Горячий сепаратор высокого давления [1, с. 24]

Существует и двухступенчатый процесс Юникрекинга, который обычно применяется при очень высоких расходах сырья, при этом снижается объем используемого катализатора путем разделения крекинга на две стадии.

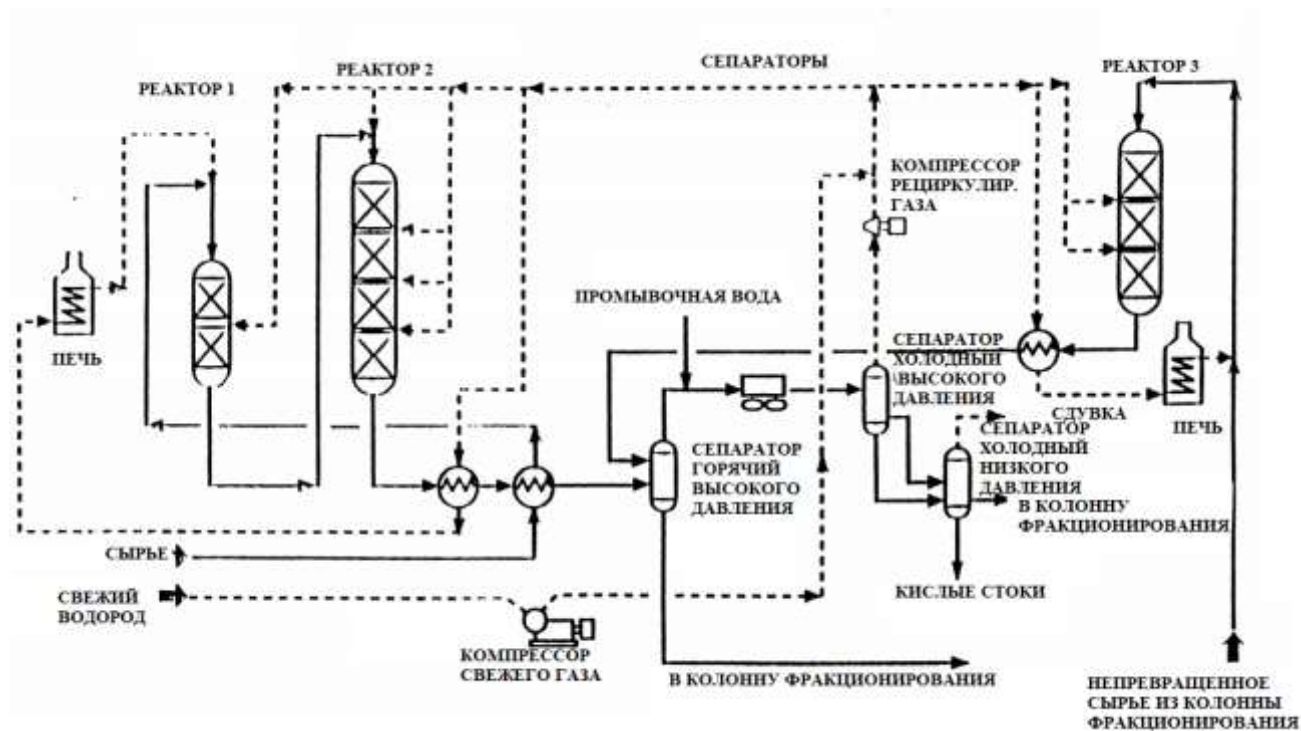


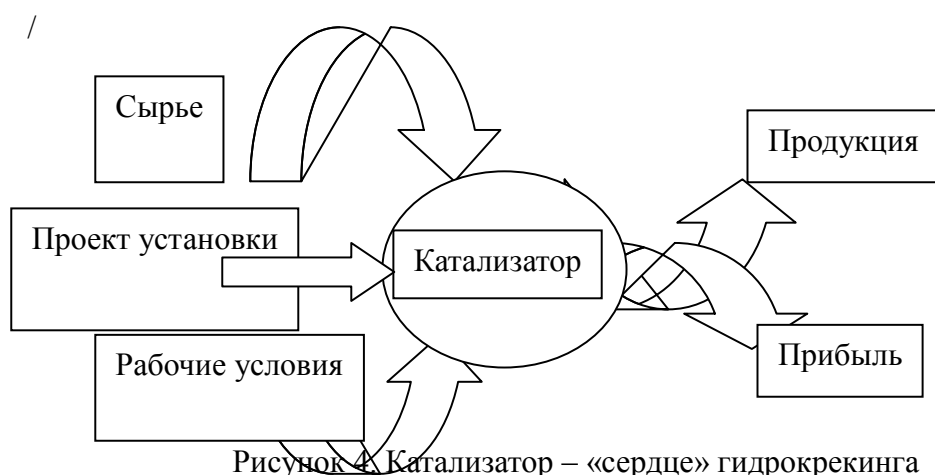
Рисунок 3. Двухступенчатый процесс Юникрекинга [1, с.27]

На установке Юникрекинга используют катализаторы современного поколения, такие как:

- ДНС-32 – цеолитный, никель-молибденовый, либо никель-вольфрамовый, позволяет получить наибольший выход реактивного топлива;

- ДНС-8 – цеолитный, платиновый, либо палладиевый, позволяет получить наибольший выход дизельного топлива;

- НС-24,26,28,33 – цеолитные катализаторы.



В настоящее время в эксплуатации находятся более пятидесяти установок Юникрекинга для производства средних дистиллятов. Эти установки свидетельствуют о следующем:

- катализаторы обладают высокой активностью и стабильностью;
- катализаторы демонстрируют высокую долговечность. Они могут быть успешно регенерированы и повторно использоваться в многочисленных циклах;
- продолжительность непрерывной работы установок во время каждого цикла превосходит 97%.

Список использованных источников

1. Материалы конференции по процессу Юникрекинг // Unocal/UOP. – Москва, 1994. – 100 с.
2. [Технологический регламент установки «Юникрекинг» комплекса «Гидрокрекинг» // ОАО «Нафтан». – Новополоцк, 2004. – 266 с.](#)

«ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ОРЕНБУРГ» НА ЗАГРЯЗНЕНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Иванов Владислав Валерьевич

Руководитель: Басова Любовь Викторовна

*Государственное автономное профессиональное образовательное учреждение
«Оренбургский государственный колледж», г. Оренбург*

Проблема улучшения качества окружающей среды входит в список глобальных проблем современности,

В настоящее время, несмотря на комплекс мероприятий (как федерального, так и регионального значения), осуществляемых в рамках защиты окружающей природной среды, экологическая ситуация в наиболее экономически развитых районах Российской Федерации остается неблагоприятной.

Основными источниками выбросов в атмосферу сернистых соединений являются предприятия, перерабатывающие сероводородсодержащие газы на установках получения элементарной серы -установках Клауса.

Ужесточение нормативов выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух предъявляет повышенные требования к эффективности работы всех нефте- и газоперерабатывающих процессов, предназначенных для выделения и переработки сернистых соединений и, в первую очередь, к установкам получения элементарной серы методом Клауса.

Утилизация сернистых газов по методу Клауса не достигает 100%-ного эффекта, поэтому значительное количество серы выбрасывается в атмосферу в виде диоксида серы.

На Оренбургском газоперерабатывающем заводе (ОГПЗ), находятся в непрерывной эксплуатации с 1974 г., т.е. , 7 установок Клауса и 6 установок доочистки хвостовых газов - Сульфрен большой мощности, которые являются основными источниками выбросов в атмосферу диоксида серы и других сернистых соединений в составе дымовых газов.

За 45 лет на ОГПЗ накоплен огромный опыт в процессах получения элементарной серы из сероводородсодержащего сырья.

На заводе на первой и второй очередях проектные установки доочистки хвостовых газов Клауса заменены на более совершенные установки Сульфрен, на трех очередях завода усовершенствована конструкция реакционных печей Клауса и конструкция отдельных аппаратов, внедрены новые отечественные катализаторы, модернизирована система оптимизации процесса, что позволило с начала эксплуатации процессов получения серы значительно сократить выбросы вредных веществ в атмосферу.

Однако выбросы в атмосферу сернистых соединений после установок Клауса в настоящее время остаются высокими, что требует дальнейшего совершенствования промышленной технологии процесса.

Главными источниками загрязнения на планете являются сегодня тепловые электростанции, нефтехимические предприятия, котельные установки, потребляющие более 70% ежегодно добываемого твердого и жидкого топлива, они-то и дают основные вредные вещества пирогенного происхождения.

Предприятия нефтяной отрасли при соответствующих условиях загрязняют окружающую среду множеством опасных веществ разной токсикологической значимости. Токсичность нефтепродуктов и выделяющихся из них газов определяется, главным образом, сочетанием углеводородов, входящих в их состав.

Наиболее распространенными в настоящее время критериями оценки качества природных сред – атмосферного воздуха и вод суши – являются предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в названных средах.

Оренбургским центром по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды – филиалом Федерального государственного бюджетного учреждения «Приволжское управление по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды» проводились наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха в 5 городах региона (Оренбурге, Орске, Новотроицке, Медногорске, Кувандыке) на 16 стационарных постах, по 27 загрязняющим примесям, в т.ч. по бенз(а)пирену и 9 тяжелым металлам.

В предлагаемом документе представлены аналитические материалы по состоянию загрязнения окружающей среды на территории Оренбургской области в 2020 году. Обзор подготовлен на основе информации полученной подразделениями Оренбургского ЦГМС – филиала ФГБУ «Приволжское УГМС» - комплексной лабораторией по мониторингу загрязнения окружающей среды г. Оренбурга (КЛМС), лабораторией мониторинга загрязнения атмосферного воздуха г. Медногорска (Медногорская ЛМЗА) и лабораторией мониторинга загрязнения атмосферного воздуха г. Орска (Орская ЛМЗА).

Количество городов области с повышенным уровнем загрязнения воздуха, ед.	1 (из 5) Медногорск
Количество городов области с высоким уровнем загрязнения воздуха, ед.	4 (из 5) Оренбург, Орск, Новотроицк, Кувандык
Количество городов области со средними концентрациями одного или нескольких загрязняющих веществ выше 1 ПДК, %	100 %

Оренбургским ЦГМС – филиалом ФГБУ «Приволжское УГМС» наблюдения проводились на 6 стационарных постах. ИЗА5 рассчитан по пяти наиболее загрязняющим атмосферный воздух примесям (рис.1). Анализ природно-климатических условий позволил оценить исследуемую территорию как неблагоприятную для рассеивания выбросов с низкой самоочищающей способностью в весенне - летний период и сезонными изменениями природных условий на фоне постоянного техногенного воздействия промышленных объектов на селитебные территории.



Рисунок 1- Среднегодовые концентрации примесей

Промышленный газохимический комплекс ООО «Оренбурггазпром» на территории Оренбургского района представлен Газоперерабатывающим заводом, объектами Газопромыслового управления, Гелиевым заводом, предприятиями теплоэнергетики, автотранспорта, которые создают постоянную опасность высокого уровня загрязнения воздушного бассейна.

В среднем за период 2016-2020гг показатели загрязнения атмосферного воздуха в сельских населенных пунктах в зоне возможного воздействия объектов газохимического комплекса (Оренбургский район), в г.Оренбурге и по различным регионам Оренбургской области были достоверно ниже (рис.2), чем в целом по России, а в сельских поселениях Оренбургском районе уровни загрязнения были в 2,4 раза ниже, чем в городе и области.

Рисунок 2- Сравнительная характеристика загрязнения атмосферного воздуха в разных регионах за 2016-2020 годы (% проб с превышением ПДК).

Значительный вклад в выбросы вносят стационарные источники предприятия ООО «Газпром добыча Оренбург», расположенные в СЗ-З-ЮЗ направлении от города.

Рисунок 3- Суммарное загрязнение атмосферного воздуха по трем веществам (диоксид азота, диоксид серы и сероводород).

Учитывая, что в населенных пунктах контролировался разный перечень веществ, для осуществления комплексной оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха проведена оценка степени загрязнения по комплексному показателю К воздух для диоксида азота, диоксида серы и сероводороду, которые контролировались на всех территориях (рис.3). Величина суммарного загрязнения в г. Оренбурге была достоверно выше, чем в изучаемых населенных пунктах в 2,72 раза, при этом концентрации в зоне влияния ГПЗ – выше чем в других населенных пунктах.

В среднем за период 2016 - 2020 гг. приведенные к показателю монозагрязнения выбросы токсичных веществ в атмосферный воздух от стационарных источников предприятий газохимического комплекса. (рис.4).

Рисунок 4- Структура суммарного выброса в атмосферный воздух предприятиями ООО «Оренбурггазпром» за 2016-2020гг.

К основным источникам поступления вредных веществ в атмосферу (на примере Оренбургского газохимического комплекса) относятся: газоперерабатывающий завод (ГПЗ).

Более сложные по составу загрязнения поступают в атмосферу от технологических установок: по очистке, осушке и подготовке газа (УКПГ), получения серы и стабилизации конденсата (на ОГПЗ); из факелов и амбаров (на УКПГ и ОГПЗ); при продувках скважин; при выпуске и сжигании газа на свечах (при ремонтных работах на трубопроводах).

Если учесть, что на Оренбургском месторождении в настоящее время действуют 11 установок комплексной подготовки газа, то значительные масштабы и глубина воздействия их на экологическую обстановку месторождения в целом становятся очевидными.

Охрана окружающей среды — один из основных корпоративных приоритетов ООО «Газпром добыча Оренбург» Общество сертифицировано на соответствие системы экологического менеджмента предприятия требованиям международного стандарта.

В процессе разработки месторождения в системе сбора, предварительной подготовки и транспорта газа менялись рабочие условия, которые требовали внесения коррективов в проектные решения. В первую очередь проведена реконструкция действующих производств, были изменены противокоррозионные мероприятия, система диагностики газопромыслового оборудования и трубопроводного транспорта. Значительно усовершенствована технология сбора и промысловой подготовки газа.

Технология очистки газа от сероводорода и меркаптанов на базе мобильных сепарационных установок позволила снизить экологическую нагрузку на окружающую среду. Внедрены новые природоохранные технологии сбора низконапорных газов, освоения скважин. Мероприятия по проведению внутритрубной дефектоскопии, реконструкции, техническому перевооружению действующих производств позволили повысить надежность оборудования, снизить выбросы вредных веществ, улучшить экологическую ситуацию и предупредить техногенные аварийные ситуации. Вклад ООО «Газпром добыча Оренбург» в суммарный выброс по региону за 10 лет снизился с 10,3 до 5,3 процентов.

Для полной утилизации попутных газов на промысловых объектах добычи Общества внедрены эффективные системы с использованием эжектирующих устройств и компрессорных установок.

Эксплуатируется установка по переработке нефтешламов производительностью 400 тонн/год.

В целях предотвращения негативного воздействия отходов на окружающую среду в Обществе организована работа по передаче опасных отходов специализированным организациям для обезвреживания и утилизации.

Проводится реконструкция очистных сооружений, которая позволит сократить водопотребление на 2,7 миллионов кубических метров в год и создать бессточную систему.

Список используемых источников

- 1 Алексеев С.В. Анализ определений понятия “экология”// Экология.- 2010.- №2. - С.89-98.
- 2 Актуальные проблемы гигиены по охране воздушной среды в связи с освоением Оренбургского газоконденсатного месторождения // Вопросы ограничения циркуляции загрязняющих веществ в объектах окружающей средн. - Уфа, 2011. - С.35-36 15. Профессиональные -особенности труда операторов предприятий по переработке оероводородсодержащего газоконденсата // Гигиена производственной и окружающей среды, охрана здоровья рабочих в нефтегазодобывающей и нефтехимической промышленности. - М., 2007. - С.97-99, (соавт.В.В.Зебзеев)
- 3 Боев В.М., Перепелкин С.В., Желудева Г.Н., Сетко Н.П., Бархатова Л.А. Гигиенические аспекты загрязнения атмосферного воздуха серосодержащими соединениями //Гигиена и санитария, 2008, №6
- 4 Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Оренбургской области в 2017 году», Оренбург, 2020.
- 5 Давыдова С.Л., Тагасов В.И. Нефть как топливный ресурс и загрязнитель окружающей среды. — М.:Изд-во РУДН,2004.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Лепихина Евгения Александровна
Руководитель:
Мунасыпова Алина Мидхатовна
Министерство образования и науки Республики Башкортостан
ГАПОУ «Уфимский Топливо-Энергетический колледж», г. Уфа

Цель. Обобщить знания о природных источниках углеводородов и их переработке; показать успехи и перспективы развития нефтеперерабатывающей промышленности, ее роль в техническом прогрессе страны; развивать самостоятельность в работе с учебником, справочной и научно-популярной литературой.

Метод исследования. Изучение информации из различных источников.

Актуальность. Природный источник углеводородов –нефть является крупнейшим источником финансовых поступлений в бюджет страны. Нефть считается одним из самых дорогих природных ресурсов. По объему добычи Россия занимает лидирующую позицию.

Задачи. Задачи проекта заключаются в следующем:

- 1 Выявить особенности развития промышленности в России и мире.
- 2 Определить роль промышленности в России на фоне мировых тенденций.
- 3 Определить общеотраслевые тенденции экспорта.
- 4 Выяснить структуру добычи и переработки углеводородов.
- 5 Изучить географию нефтеперерабатывающей промышленности.

Объект исследования. Объектом исследования является нефтяная промышленность.

Предмет исследования. Предметом исследования является выявление основных направлений развития промышленности.

Метод исследования. Сбор, изучение, сравнение, обобщение и анализ статистических материалов.

Перспективы нефтеперерабатывающей промышленности

Перспективы развития нефтяной промышленности зависят от потребностей населения Земли в этом ценном полезном ископаемом. На сегодняшний день эта потребность велика, а альтернативные источники сырья и топлива находятся в стадии разработки.

Если не случится прорыва в получении альтернативных топливных источников, то дальнейшие перспективы нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отрасли как в

России, так и во всем мире, будут наблюдаться в тенденции к росту, пока существуют запасы нефти.

Распределение мировых запасов нефти

Несмотря на негативные прогнозы нефтяных ресурсов, еще есть неосвоенные территории и потенциальные месторождения. Самыми большими нефтедобывающими регионами являются территории следующих государств:

- | | | | |
|----|--------------------|----|----------------|
| 1 | Саудовская Аравия; | 14 | Ангола и т. д. |
| 2 | Иран; | | |
| 3 | Ирак; | | |
| 4 | Кувейт; | | |
| 5 | Венесуэла; | | |
| 6 | Россия; | | |
| 7 | Ливия; | | |
| 8 | Казахстан; | | |
| 9 | Нигерия; | | |
| 10 | США; | | |
| 11 | Канада; | | |
| 12 | Катар; | | |
| 13 | Китай; | | |

№	Страна, 2017	млн барр	%
-	МИР	1 779 685	100
1	Венесуэла	300 878	16.9
2	Сауд. Аравия	297 700	16.7
3	Иран	211 600	11.9
4	Канада	169 709	9.5
5	Ирак	142 503	8.0
6	ОАЭ	105 800	5.9
7	Кувейт	101 500	5.7
8	Россия	80 000	4.5

П
ерспе
ктивы
и
тенде
нции
к
увели
чению

П

рогнозирование если не роста, то удержания прежних темпов добычи, происходит на основании вывода о не идентичности российских нефтяных запасов мировым, что и дает основания для оптимистических взглядов на перспективы отрасли.

Запасы нефти по странам мира

Существуют определенные направления, за счет которых будет повышаться объем добываемой нефти, и понижаться негативная составляющая проводимой разработки месторождений:

- внедрение новых методов разработки нефтяных скважин;
- повышение нефтеотдачи пластов за счет применения новых технологий;
- принятие ряда законодательных мер, направленных на стимуляцию научных достижений в нефтяной отрасли;
- законодательно закреплённая необходимость финансирования внедрения новых, разработанных учеными технологий;
- капитальные вложения, и удельные эксплуатационные затраты, направленные на прерогативное использование прогрессивных технологий.

Проблемы, и все-таки перспективы

Одной из существенных проблем нефтяной отрасли России, как и аналогичной промышленности в мире, является осуществление транспортировки нефти.

Транспортировка нефти по государственному трубопроводу заставляет нефтедобывающие компании изыскивать альтернативные источники транспортных перевозок, и обращаться к транспортным и морским компаниям в надежде увеличить получаемую прибыль.

Нефтедобывающая промышленность во многом зависит от сырьевого фактора, который и обуславливает порядок введения месторождений в эксплуатацию, а сырьевой фактор во многом зависит от размещения нефтеперерабатывающих заводов, или перспективы их дальнейшей постройки.

Сырье, добываемое в районах трудного доступа, в необработанном виде доставляется в места, где находится массовый потребитель, а это существенно повышает стоимость производимых нефтепродуктов.

Эффективное размещение перерабатывающих предприятий

Существенное увеличение перспектив развития и размещения нефтяной промышленности могло бы наблюдаться в случае, если нефтеперерабатывающие предприятия находились в непосредственной близости к источникам сырья, что позволит:

- 1 избежать расходов на транспортировку;
- 2 увеличить прибыль компаний;
- 3 уменьшить стоимость продукта для потребителя.

Смазочные масла, бензин, дизельное топливо, мазут и керосин стали бы конкретно ниже по себестоимости, если бы не возникало проблем с транспортировкой и хранением.

В регионах с суровыми климатическими условиями постройка нефтеперерабатывающих предприятий ненамного улучшит ожидаемые перспективы, так как придется изыскивать возможность отдельной доставки полученной продукции, в то время как для транспортировки нефти достаточно трубопровода.

Лимитирующим постройку нефтеперерабатывающих промышленных предприятий в непосредственной близости к местам добычи становится и кооперирование химических заводов, работающих с нефтью, и постройка их в непосредственной близости к центрам нефтяной переработки. Это обеспечивает:

- 1 в густонаселенных районах такие комплексы решают и кадровые проблемы;
- 2 вопросы поиска потребителя на произведенную продукцию;
- 3 затраты на постройку комплексов могут превысить удельную стоимость транспортировки.

Постройка капитальных предприятий, несомненно, приведет к развитию инфраструктуры региона, но это означает возведение капитальных строений у берегов временного источника.

Перспективы развития нефтяной промышленности России

Несмотря на сложности, прогнозы развития нефтяной промышленности в стране носят оптимистический характер. Нефтеперерабатывающие предприятия имеются, и строятся во всех регионах с высокой плотностью населения для максимального обеспечения потребителя, и химической промышленности, продуктами нефтепереработки.

Перспективы развития нефтеперерабатывающей промышленности зависят от состояния сырьевой базы, а крупные неразведанные запасы нефти кратно превышают все разрабатываемые месторождения.

Модернизация и вложение сверхприбылей в инновационные проекты на настоящий момент входит в интересы крупных компаний, потому что открывает для них возможности получить прибыль от вложенных средств. Расстановка приоритетов и глобальная перестройка существующей системы мировых экономических отношений выводит Россию в число стран, от которых зависит мировой рынок нефти, темпы ее добычи и рынки сбыта.

Заключение

Нефтяная отрасль является главной для нашей страны и всей мировой экономики. Собрав информацию, я провела анализ статистических материалов и сделала вывод. Если продолжать не рационально потреблять природные ресурсы, то будущее нефтяной промышленности представляется мрачным. Уже сегодня сокращение производства составляет в среднем 12-15% в год. Таким образом, положение нефтяной промышленности достаточно сложное, но выход существует:

- 1 Реформирование отрасли
- 2 Создание необходимых нормативных актов для работы с зарубежными компаниями по совместной разработке месторождений.
- 3 Создание продуманной программы инвестиций.
- 4 Создание в России банка нефти и газа.
- 5 Менее жесткое регулирование цены внутри страны. Экспорт зарубеж вести только по мировым ценам.
- 6 Снизить налоги, но установить высокие штрафы за не рациональное использование природных богатств и нарушение экологии.

Список используемых источников:

- 1 <https://promzn.ru/neftepromyshlennost/perspektivy-razvitiya-i-razmeshcheniya.html>
- 2 <https://www.neftegaz-expo.ru/ru/articles/perspektivy-razvitiya-neftegazovoj-otrasli/>

СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА В СИСТЕМЕ ТЕХНОЛОГИЙ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

*Писарев Михаил, студент 1 курса
Теркунова Елена Владимировна, руководитель
ГАПОУ «Самарский металлургический колледж», г. Самара*

Солнечная энергетика - использование солнечного излучения для получения энергии в каком-либо виде. Солнечная энергетика использует возобновляемый источник энергии и в перспективе может стать экологически чистой, то есть не производящей вредных отходов. Солнечное излучение является практически неисчерпаемым источником энергии, оно поступает во все уголки Земли, находится "под рукой" у любого потребителя и является экологически чистым доступным источником энергии. Использование солнечного света и тепла - чистый, простой, и естественный способ получения всех форм необходимой нам энергии. При помощи солнечных коллекторов можно обогреть жилые дома и коммерческие здания или обеспечить их горячей водой. Солнечный свет, сконцентрированный параболическими зеркалами (рефлекторами), применяют для получения тепла (с температурой до нескольких тысяч градусов Цельсия). Его можно использовать для обогрева или для производства электроэнергии. Кроме этого, существует другой способ производства энергии с помощью Солнца - фотоэлектрические технологии. Фотоэлектрические элементы - это устройства, которые преобразовывают солнечную радиацию непосредственно в электричество.

Например, абсолютно новый способ передвижения по воде был изобретён австралийской компанией «Solar Sailor», занимающейся продвижением солнечных

технологий во многих сферах деятельности. Компания считает, что их «первенец» гибридной энергетической установки найдёт широкое применение на любых транспортных средствах. Аккумулированной энергии в них достаточно для использования без подзарядки на одну неделю. Гибридный способ, благодаря мотору-генератору, позволяет судну передвигаться в условиях безветрия и осуществлять маневрирование [1]. К основным достоинствам «солнечных парусов» на морских судах можно отнести: – маневренность;

- надёжность;
- экологическая безопасность (не загрязняется водная и воздушная среды);
- экономичность (значительное сокращение финансовых ресурсов на топливо); – простота обслуживания;
- незначительные эксплуатационные затраты.

В настоящее время на малогабаритном водном транспорте используются три основных типа солнечных батарей:

- монокристаллические;
- поликристаллические;
- аморфные.

У каждого из этих типов есть свои достоинства и недостатки. В монокристаллических батареях (панелях) каждая ячейка вырезана из одного кристалла кремния. При этом существуют отдельные полугибкие модели, которые также используют монокристаллические ячейки, но в основном такого типа батареи не могут изгибаться из-за своей жёсткости. Коэффициент преобразования солнечной энергии в электрическую у монокристаллических батарей может достичь 22 %. У значительной части мировых моделей монокристаллических батарей жёсткая стенка, аккумулирующая солнечную энергию только с одной стенки, в основном задней. Но в последнее время стали внедряться двухсторонние модели, позволяющие собирать солнечную энергию с двух сторон стенки батареи.

Во втором типе солнечных батарей (поликристаллическом) каждая ячейка состоит из нескольких небольших по размеру кристаллов. Такие батареи, в отличие от монокристаллических, всё же менее эффективны, особенно при низкой освещённости. Однако стоит отметить, что плюсом будет являться незначительный вес и стоимость. Поэтому их целесообразно устанавливать на морских судах, которые плавают на небольшие расстояния, на территориях с максимальным преобладанием солнечных дней.

К последнему типу солнечных батарей, используемых на морском транспорте, можно отнести аморфные пластины, которые являются самым экономичным вариантом, хотя из всех представленных типов солнечных батарей менее эффективные. Такие солнечные батареи изготовлены из аморфного кремния, для работы которого достаточно, в отличие от других

типов солнечных батарей, рассеянного света, т. е. его можно использовать и в пасмурную погоду. Преимуществом является и возможность их использования при значительной запылённости воздуха. К достоинству таких батарей можно причислить их гибкость.

Использование солнечных батарей особо актуально на территориях с максимальными световыми днями. Например, в навигационный период на Нижней Волге и Северном Каспии, с апреля по октябрь, световой день составляет от 12 до 16 ч. При этом в течение 3-х месяцев (в апреле (весной), в сентябре и октябре (осенью)), среднее время светового дня – 12 ч, а в течение 4-х месяцев (в мае – августе) – до 16 ч [4]. Таким образом, применение солнечных батарей как альтернативного источника энергии в составе морских энергетических установок – экологически безопасное решение проблемы энергосбережения на морских судах.

Для выбора той или иной автономной солнечной энергетической установки (батарей) для конкретного морского судна необходимо максимально учесть географические особенности территории, на которой оно будет передвигаться. В настоящее время эксплуатация солнечных энергетических установок – достаточно дорогостоящее мероприятие: срок окупаемости составляет несколько лет. Необходимо продолжить поиск более экономичных способов монтажа солнечных батарей с целью повышения их конкурентоспособности.

Список использованных источников

- 1 Андреев, В.М. Фотоэлектрическое преобразование солнечной энергии. // Соросов. образоват. журнал. - 1996. - № 7. - С. 93 - 98.
- 2 Згут, М. Ловушки для солнца: [О конструкциях накопителей солнеч. энергии] // Наука и жизнь. - 1988.- № 6. - С. 87 - 88.
- 3 <https://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=705990>(дата обращения: 15.05.2021).
- 4 <http://korabley.net/news/2008-12-08-73> (дата обращения: 18.05.2021).

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВА ПЛАСТИЧНЫХ СМАЗОК

Рахимова Рузиля Ильдусовна

Руководитель : Мунасыпова Алина Мидхатовна

ГАПОУ УТЭК (Уфимский топливно-энергетический колледж), город Уфа

Смазочные материалы — это неотъемлемый компонент практически любого механизма. Помимо основной функции смазки поверхностей деталей, подверженных трению, они выполняют множество других функций, в том числе герметизации, антикоррозийной защиты, охлаждения, защиты от ударной нагрузки.

Смазки пластичные – особый тип смазочных материалов, который используется для

обслуживания различных видов техники и обеспечивает стабильную работу и долговечность механизмов. Их также называют консистентной, из-за соответствующих физических свойств. Они изготавливаются из базового жидкого масла и загустителя. Такая комбинация обеспечивает пластичную структуру во время работы, что не позволяет смазке растекаться в разные стороны.

Основная функция пластичной смазки, хоть далеко и не единственная, заключается в снижении трения между поверхностями деталей, соприкасающихся между собой в процессе работы механизма. В этом смысле пластичная смазка похожа на масло.

Пластичные смазки многофункциональны, однако можно выделить 4 основных:

Защита от износа — одна из основных функций;

Защита от кавитации — для снижения вибрации и шума в узле трения;

Защита от коррозии — для защиты поверхностей, куда может попасть влага и появиться коррозия;

Защита от ударных нагрузок — там, где нельзя обеспечить защиту смазыванием маслом, но необходимо, чтобы на поверхности трения всегда находился смазывающий материал.

К преимуществам можно отнести характеристики:

Смазка легко закладывается в узел трения и в течение долгого времени сохраняет свои свойства, оставаясь в нем;

Смазка, обладая высокой липкостью, прочно держится на поверхностях трения, не стекает, обеспечивая при этом смазку в любой момент времени;

Снижение шума и вибрации. Благодаря густой консистенции пластичных смазок, они прекрасно выполняют роль демпфера при ударных воздействиях, возникающих при вибрации.

Недостатки:

Отсутствие охлаждающих свойств. Если у масла одна из функций состоит в охлаждении узла, куда оно подается, то у пластичной смазки такое свойство отсутствует;

Виды пластичных смазок

От содержащихся компонентов, разделяются на несколько типов:

1) Кальциевые смазки, больше известный как солидол. Данный тип смазок получил широкое применение в силу своей универсальности и невысокой стоимости. Солидол применяется как для смазки узлов трения, так и для консервации, поскольку обладает высокими водоотталкивающими свойствами.

2) Графитные смазки. Данный тип смазки также относится к солидолам, однако обладает повышенной термоустойчивостью и антифрикционными свойствами. Графитная

смазка часто используется для внесения в высоконагруженные узлы, например шрус.

3) Литиевые смазки, известные также как литол-24. Литол широко применяется в качестве универсальной смазки практически по всех узлах, требующих внесения смазки с повышенными эксплуатационными характеристиками. Литол также обладает высокими консервационными свойствами.

Получение пластичных смазок

Процесс производства пластичных смазок – это процесс получения высокостабильных гелей с заданными свойствами. Поэтому технология смазок гораздо сложнее, чем топлив или масел. Даже на предприятиях с большим производственным опытом процент неудачных варок долгое время был очень высок, и это считалось в порядке вещей.

При производстве смазок для получения необходимой структуры следует тщательно выдерживать технологические режимы: порядок, температуру и продолжительность смешения компонентов, охлаждение и гомогенизацию смеси, введение присадок и наполнителей.

Пластичные смазки изготавливаются из 3 компонентов — базового масла, присадок и загустителя. В качестве базового масла применяются синтетические или минеральные с различной вязкости.

В качестве присадок используют стандартные присадки и модификаторы трения:

- 1 Антиоксиданты;
- 2 Противоизносные/противозадирные компоненты;
- 3 Адгезионные компоненты;
- 4 Ингибиторы коррозии;
- 5 Твердые вещества (графит и дисульфид молибдена).

В качестве загустителя используется два вида компонентов:

Литиевый или натриевый загуститель, состоящий из жирной кислоты и гидроксида металла;

Комплексное мыло, состоящее из смеси жирных кислот и гидроксида металла.

Степень густоты загустителя регулируется добавлением модификатора структуры — специального компонента, позволяющего делать загуститель более густым или более жидким. Все основные свойства смазки — степень адгезии, температурная стойкость, стойкость к вымыванию водой, механическая стабильность, определяются именно свойствами загустителя. Не важно, какое базовое масло использовано в смазке, важно на основе какого загустителя она изготовлена. Именно этот показатель определяет применение той или иной смазки.

Пластичные смазки, в силу своих особенностей, применяются там, где применение

обычных масел невозможно.

Отличаясь простотой, они выполняют множество функций, недоступных для обычных смазочных масел. Данный тип смазочных материалов можно по праву отнести к универсальным.

Исследовательская часть

Производство пластичной смазки №1

В состав первой смазки входят:

-парафин;

-масла;

-мицеллярная вода.

Парафин – материал нефтяного происхождения, имеющий внешнее сходство с воском. Представляет собой смесь предельных углеводов, а также это материал нефтяного происхождения, имеющий внешнее сходство с воском. Представляет собой смесь предельных углеводов. Является белым твердым веществом с малой вязкостью при расплавлении. В основном входит в состав различных материалов.

Моторное масло - собирательное название целого ряда химических веществ или смесей веществ, не растворяющихся в воде.

Мицеллярная вода — это раствор для очищения кожи и снятия макияжа. Как правило, без цвета и запаха. Мицеллярные растворы изначально использовали для ухода за младенцами и лечения кожных заболеваний. Потом производители косметики доработали состав в своих химических лабораториях, и получилось «инновационное средство» для ухода за собой.

Ход работы:

Производство смазок на углеводородных загустителях осуществляется на установках периодического действия. В круглодонную колбу помещают парафин, расплавляют на водяной бане, при постоянном перемешивании вводят масло. После всей порции масла продолжают варку смазки при постоянном перемешивании в течение 2 часов. Затем остужают и анализируют смазку.

Таблица 1- Параметры процесса

Название компонентов	Продолжительность операции, часов	Температура, °С	Загрузка компонентов, грамм
Моторное масло	0,5-1	20-30	120

Парафин	1	30-100	40
Присадка	0,5	100	2-3
Подогрев при перемешивании	2	-	-

Производство пластичной смазки №2

В состав второй смазки входят:

- масла;
- Моющие средства;
- КОН.

Масло — собирательное название целого ряда химических веществ или смесей веществ, не растворяющихся в воде.

Моющее средство, детергент (лат. detergeo — «мою») — Профессиональные химические средства и средства бытовой химии (как концентраты, так и готовые к применению) для мытья, чистки от загрязнений и уходу за поверхностями

КОН – неорганическое соединение с химической формулой КОН. Бесцветные, очень гигроскопичные кристаллы, но гигроскопичность меньше, чем у гидроксида натрия. Водные растворы КОН имеют сильнощелочную реакцию. Получают электролизом растворов КСl, применяют в производстве жидких мыл, для получения различных соединений калия.

Ход работы:

Изготовление загустителя одна из важнейших стадий процесса производства мыльных смазок. Изготовление смазок осуществляется в технологических аппаратах, что и изготовление смазок. В аппарат загружают омыляемое сырьё, четвертую часть жидкой основы смазки, температуру повышают до 70-80 °С и при непрерывном перемешивают, процесс проводят в течение 4-6 часов при 80-90 °С. После окончания процесса омыления температуру повышают до 100 ° С для испарения избытка влаги. Данным методом можно готовить натриевые, калиевые, литиевые мыла.

Производство пластичной смазки №3

В состав третьей смазки входят :

- глицерин;
- Моющие средства ;
- КОН;

Моющее средство, детергент (лат. detergeo — «мою») — Профессиональные химические средства и средства бытовой химии (как концентраты, так и готовые к применению) для мытья, чистки от загрязнений и уходу за поверхностями;

КОН -неорганическое соединение с химической формулой КОН. Бесцветные, очень гигроскопичные кристаллы, но гигроскопичность меньше, чем у гидроксида натрия. Водные растворы КОН имеют сильнощелочную реакцию. Получают электролизом растворов КСl, применяют в производстве жидких мыл, для получения различных соединений калия.

Определение плотности с помощью ареометра

Ареометр — прибор для измерения плотности жидкостей и твёрдых тел, принцип работы которого основан на Законе Архимеда. Обычно представляет собой поплавков из стекла, утяжеляемый дробью или ртутью для достижения необходимой массы.

Принцип работы данных приборов основан на гидростатическом законе Архимеда: масса любого физического тела равна массе воды, вытесненное этим телом. Ареометр опускается на разную глубину в зависимости от плотности жидкости.

Так, для измерения условного веса жидкости, в сосуд с этой жидкостью опускают ареометр. После того, как прибор принял верное положение, по ареометрической шкале определяют плотность жидкости.

Таблица 2 - Плотность смазок

№ смазки	Плотность, кг/м
1	-
2	898
3	1217,5

Определение кислотности с помощью

Лакмус – самый популярный кислотно-основный индикатор. Он представляет из себя смесь 10-15 различных веществ природного происхождения. Основными компонентами считаются: азолитмин и эритролитмин. Лакмус позволяет определить среду вещества с небольшой погрешностью, что выделяет его в сравнении с остальными индикаторами.

Таблица 3 – Кислотность смазок

№ смазки	Кислотность, рН
1	Нейтральная
2	Щелочная
3	Нейтральная

Определение мыльности смазок

Мыльность - показатель, характеризующий наличие пузырьков, состоящих из ПАВ .

1 Первая смазка показала, что она не мылится.

2 Вторая смазка показала, что она может мылиться при большом количестве теплой воды.

3 Третья смазка показала, что она может мылиться лучше, чем первая и вторая смазки, как в холодной так и в тёплой воде.

Пенетрация (рабочее смачивание) (лат. penetratio — проникать) — мера проникновения конусного тела в вязкую среду, употребляемая для характеристики консистенции (густоты) веществ.

Пенетрация характеризует консистенцию или густоту смазки. По пенетрации судят о степени мягкости или твердости смазки.

Числом пенетрации — называется глубина погружения стандартного конуса в смазку за 5 секунд в градусах. Число градусов соответствует десятым долей миллиметра глубины погружения в смазку. Естественно, чем глубже погружен в смазку конус, тем смазка мягче, и наоборот, у более твёрдых смазок число пенетрации меньше. Для большинства смазок число пенетрации при 25 °С находится в широких пределах от 200 до 360 градусов, а для отдельных смазок — от 30 до 100 градусов (бензоупорная смазка ИП-2 и другие). Пенетрация является эмпирической условной величиной, не имеющей самостоятельного физического смысла. При заводском контроле определение пенетрации позволяет следить за правильностью процесса. Что же касается эксплуатационных механических свойств смазок, то они пенетрацией характеризуются крайне недостаточно.

Измерения пенетрации проводят на пенетрометре. На основании прибора укрепляется подвижный столик о массивный штатив. На штативе с помощью плеча-держателя закреплен стержень с конусом общим весом 1,5Н (150г). С включением кнопки конус может получить свободное движение вниз. В верхней части штатива крепится с помощью второго плеча-держателя циферблат со стрелкой. Стрелка связана с кремальерой, при помощи которой может передвигаться по циферблату разделённому на 360 градусов. Один градус, измеряемый стрелкой на циферблате, соответствует 0,1 мм продольного движения кремальеры. Для набора пробы смазки и ее перемешивания перед определением применяют металлический стакан с крышкой и мешалкой. Термостатирование испытуемой смазки осуществляется в водяной бане, на дне которой установлена на ножках дырчатая пластина, на которую ставится стакан со смазкой.

Методика определения пенетрации. Испытуемую смазку загружают в стакан смесителя путём вмазывания. При том следят, чтобы в смазке не оставалось пузырьков воздуха. В стакан входит такое количество смазки, чтобы она заполнила стакан и выходила

из него примерно на 15 мм в виде шарового сектора. Затем закручивают съёмную крышку стакана. Стакан с пробой ставят в ванной, погружают его полностью вместе с крышкой, и выдерживают в течение одного часа при заданной температуре (обычно 25 °С). Через час вынимают из ванной, прикрепляют его к подставке и, прикрепляют его стаканчик смесителя, закрепляют и перемешивают смазку 60 раз в течении минуты . Эта операция имеет целью гомогенизировать смазку и оказывает большое значение на результаты определения. Перемешивать необходимо тщательно.

После перемешивания смазки отвинчивают крышку и погружают в открытый стакан до резьбы в ванну на 15 минут. Ванну со стаканом переносят на столик пенетрометра и выравнивают ножом поверхность смазки но так, чтобы его кончик касался смазки в центре стакана. С другой стороны, необходимо избежать соприкосновения конуса со стенками стакана. Затем опускают кремальеру до соприкосновения со стержнем, в котором опускают кремальеру до соприкосновения со стержнем, в закреплённом конусе. . Стрелку циферблата устанавливают на ноль.

Убедившись в правильности подготовки прибора, нажимают кнопку и одновременно секундомер. Конус под действием собственного веса и веса стержня свободно входит в смазку. Ровно через 5 секунд кнопку закрепления конуса опускают. Для замера глубины погружения конуса снова опускают кремальеру до соприкосновения со стержнем. Вместе с кремальерой начнёт передвигаться стрелка, которая укажет на циферблате результат испытаний. Испытание проводят не менее пяти раз. За результат совпадающих пяти одинаковых (в допускаемых пределах) значений. Расхождение между результатами отдельных определений не должно превышать $\pm 3\%$ от среднего арифметического значения.

Пластичные (консистентные) смазки занимают особое место в организации технического обслуживания автомобиля. Они, например, являются основным эксплуатационным материалом при первом техническом обслуживании. Качество применяемых пластичных смазок влияет на срок службы многих деталей автомобиля, надёжность его работы, а также затраты на техническое обслуживание и ремонт.

Смазочные материалы — это неотъемлемый компонент практически любого механизма. Помимо основной функции смазки поверхностей деталей, подверженных трению, они выполняют множество других функций, в том числе герметизации, антикоррозийной защиты, охлаждения, защиты от ударной нагрузки.

Мое исследование содержало в себе опыты с приготовлением пластинчатых смазок. В данном случае, это смазки №1 (парафин, масла, мицеллярная вода), №2 (масла, моющие средства, КОН) и №3 (глицерин, моющие средства, КОН). После всех проделанных исследований, я сделала вывод, что все три смазки удались и получились очень хорошо, но

каждую из них необходимо использовать по назначению и в определенных условиях.

Список использованных источников

- 1 Краткая технология производства пластинчатых смазок
<https://autokomplekt.com/info/articles/brief-production-technology-of-plastic-lubricants/>
- 2 Технология пластических масс. Учебное пособие для техникумов. Автор(ы):
Е.А. Брацыхин, Э.С. Шульгина. Издательство: Химия, 1982. – 650 с.
- 3 Учебник по смазке – введение в масляный сервис, Петр Немец, Рафал Мирек,
Марек Дембиньский, Славомир Пошеленжый, 1979 г.
- 4 Автомобильные пластинчатые смазки , Ваванов В. В., Вайншток В. В., Гуреев
А. А. 1986 г.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ СЕПАРАТОРОМ

*Устинов Дмитрий Викторович,
Чуева Юлия Алексеевна
Руководитель: Кутлугалямова Алина Фларидовна
Уфимский топливно-энергетический колледж, г. Уфа*

Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП) – комплекс технических, методических, организационных мероприятий, направленных на создание автоматических систем управления (без участия человека) либо автоматизированных систем управления (с участием человека в процессе принятия решений на управление).

Одной из важнейших задач управления технологическими процессами является поддержание заданных значений режимных параметров. Решение этой задачи играет важную роль в получении продукции требуемого качества. Эта задача в большинстве случаев решается с помощью автоматизированных систем регулирования без непосредственного участия человека.

Любой физический процесс может охарактеризовать значение одного или нескольких параметров. Для обеспечения нормального режима работы технологического объекта, на эти параметры накладываются определенные ограничения. Они либо должны сохранять постоянные значения, либо изменяться по некоторому закону вне зависимости от внешних возмущений. Так же состояние объектов автоматизации, должно быть способным выполнять заданные функции с параметрами, установленными требованиями технической документации, они должны быть работоспособными.

В данной работе рассматривается система автоматизации сепаратора и её повышение посредством замены прибора с более высокой вероятностью безотказной работы.

Для эффективного управления на объекте установлены следующие контуры: измерение температуры, регулирование уровня, расхода, давления.

На рисунке 1 представлена функциональная схема автоматизации, на которой они отображены.

В контуре измерения температуры используются следующие приборы для измерения и преобразования в унифицированный сигнал:

ТХА 0515 – термопара с выходным сигналом термоэлектродвижущей силы (термоЭДС);

Ш-72 – преобразователь термоЭДС с унифицированным выходным сигналом.

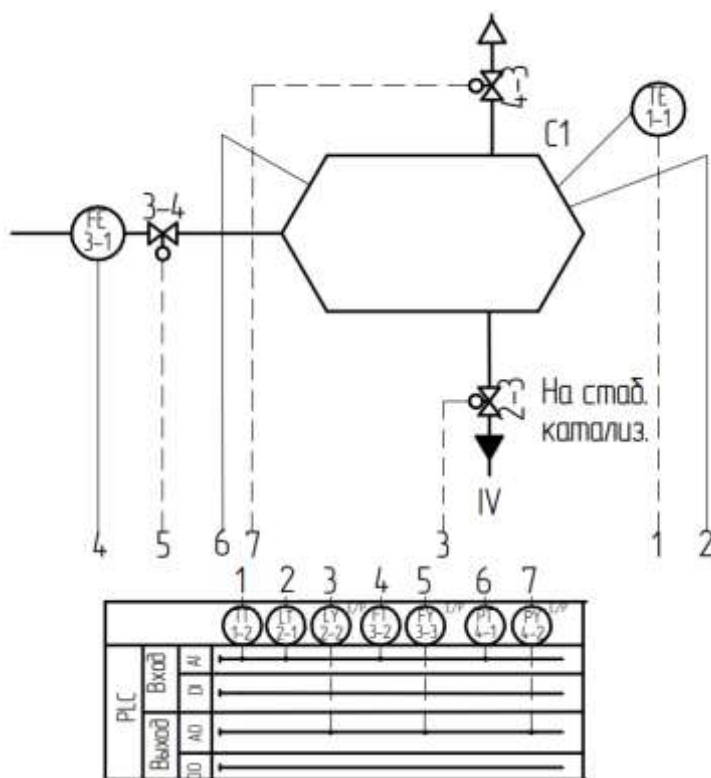


Рисунок 1 – Функциональная схема автоматизации сепаратора

ТХА 0515 – термоэлектрический преобразователь с естественным выходным сигналом. Конструктивно он состоит из двух проволок, каждая из которых изготовлена из разных сплавов (хромель-алюмель). Концы этих проводников образуют контакт (горячий спай) выполненный путем скручивания, с помощью узкого сварочного шва либо сваркой встык. Свободные концы термопары замыкаются с помощью компенсационных проводов на контакты измерительного прибора или соединяются с автоматическим устройством управления. В точках соединения образуется другой, так называемый, холодный спай.

Принцип действия основан на термоэлектрическом эффекте. При замыкании цепи,

например, милливольтметром в точках спаек возникает термоЭДС. Но если контакты электродов находятся при одинаковой температуре, то эти электродвижущие силы (ЭДС) компенсируют друг друга и ток не возникает. Однако, стоит нагреть место горячий спай, то согласно эффекту Зеебека возникает разница потенциалов, поддерживающая существование электрического тока в цепи.

Термоэлектрические преобразователи используются везде, где требуется измерение температуры в технологической среде. Они применяются в автоматизированных системах управления в качестве датчиков температуры.

Преимущества: высокая точность измерений; достаточно широкий температурный диапазон; высокая надёжность; простота в обслуживании; дешевизна.

Недостатки: влияние свободных спаев на показатели приборов; при длительной эксплуатации в условиях перепадов температур ухудшаются градуировочные характеристики; необходимость индивидуальной градуировки для получения высокой точности измерений.

Ш-72 – преобразователь измерительный, предназначенный для преобразования сигналов термоэлектрических термометров в унифицированный электрический сигнал постоянного тока. Конструктивно они выполнены в виде щитовых устройств, предназначенных для крепления на щитах и пультах.

Приборы, применяемые в технологическом процессе должны быть надежны – выполнять и сохранять во времени заданные ему функции заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортирования.

Показатели надёжности функционально связаны между собой: зная одну из функций T_n – наработка на отказ, λ – интенсивность отказа, $P(t)$ – вероятность безотказной работы.

В данной работе рассматривается замена ТХА 0515 и Ш-72 на Метран-274, проведя анализ по полученным расчетам и сравнив вероятности безотказной работы, сделать вывод, какая из систем проработает большее количество времени без отказов.

ТХАУ (Метран-274) – термоэлектрический преобразователь с унифицированным выходным сигналом. Предназначен для измерения температуры нейтральных и агрессивных сред, по отношению к которым материал защитной арматуры является коррозионностойким.

Чувствительный элемент первичного преобразователя и встроенный в головку датчика измерительный преобразователь преобразуют измеряемую температуру в унифицированный выходной сигнал постоянного тока, что дает возможность построения АСУТП без применения дополнительных нормирующих преобразователей [1].

Каждый прибор имеет свое значение в наработки на отказ:

$$T_{\text{ТХА 0515}} = 35\ 000 \text{ ч}$$

$$T_{\text{ш-72}} = 50\,000 \text{ ч}$$

$$T_{\text{метран274}} = 52\,000 \text{ ч}$$

Для расчётов показателей надёжности используются следующие формулы [2]:

$$\lambda = \frac{1}{T^p}$$

$$P(t) = e^{-\lambda * t},$$

где t – время равное 10 000 ч.

После расчетов получаем следующие значения интенсивности и вероятности безотказной работы:

$$\lambda_{\text{тха 0515}} = \frac{1}{35000} = 0,000028$$

$$\lambda_{\text{ш-72}} = \frac{1}{50000} = 0,00002$$

$$\lambda_{\text{метран 274}} = \frac{1}{52000} = 0,000019$$

$$P_{\text{тха 0515}} = e^{-\lambda * t} = e^{-0.000028 * 10000} = 0,75$$

$$P_{\text{ш-72}} = e^{-\lambda * t} = e^{-0.00002 * 10000} = 0,82$$

$$P_{\text{метран 274}} = e^{-\lambda * t} = e^{-0.000019 * 10000} = 0,83.7$$

Для получения унифицированного сигнала соответствующее значению температуры система в первом случае состоит из двух элементов (ТЕ – ТХА 0515, ТТ – Ш-72), а во втором из одного элемента (ТТ – Метран-274), на рисунке 2 представлены расчётные схемы систем. Для расчёта надёжности при последовательном соединении элементов в системе вероятности безотказной работы каждого элемента перемножаются.

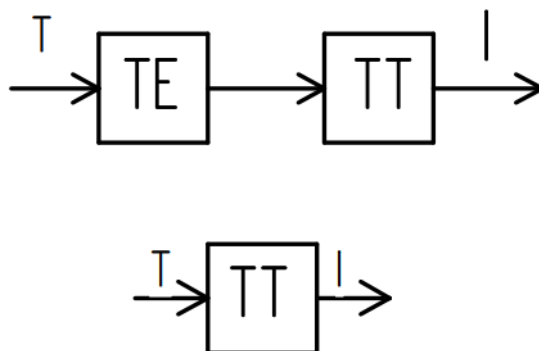


Рисунок 2 – Расчётные схемы систем

$$P_{c1} = P_{\text{ТХА } 0515} * P_{\text{Ш-72}} = 0,75 * 0,82 = 0,615$$

$$P_{c2} = P_{\text{Метран-274}} = 0,83.$$

Результаты расчётов приведены в таблице 1, на основе полученных данных построен график сравнения вероятности безотказной работы, представленный на рисунке 3.

Таблица 1 – Сравнительная таблица показателей приборов

Показатели	ТХА + Ш-72		Метран 274
T	25000 ч	50000 ч	52000 ч
λ	0,000028	0,00002	0,000019
P(t)	0,615		0,83

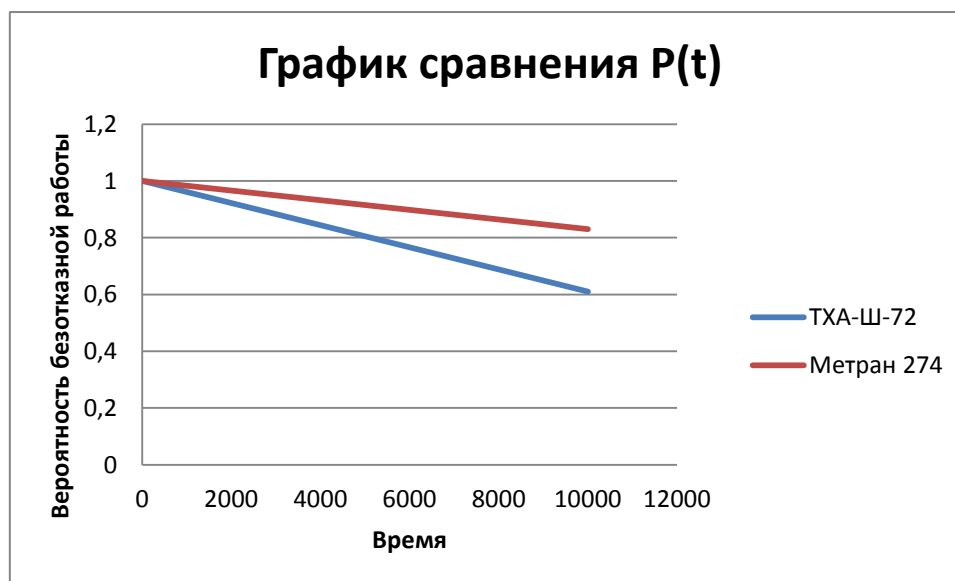


Рисунок 3 – График сравнения P(t)

Таким образом, можно сделать вывод, что замена системы из приборов ТХА + Ш-72 на прибор Метран 274 целесообразна, так как у него выше вероятность безотказной работы, что видно из полученного графика.

Список использованных источников:

1. Датчики температуры – 2021 – URL: <https://www.emerson.com/documents/automation/catalog-metran-ru-61696.pdf> (дата обращения: 21.05.2021).
2. Хуснияров М.Х. Основы надёжности и диагностики технических систем / М.Х. Хуснияров, М.Ф. Сунагатов, Д.С. Матвеев. – Уфа: 2011. – 14-54 с.

**ВЫБОР ЭФФЕКТИВНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ
АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НЕФТЕЙ ЧИНАРЕВСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

*Чернов Роман Викторович
Руководитель: Карашева Салтанат Гизатулловна
Высший инженерный технологический колледж, г.Уральск, Республика Казахстан*

Основная часть месторождений Западного Казахстана вступила в позднюю стадию разработки, которая характеризуется уменьшением дебита скважин, высокой обводненностью скважинной продукции, образованием осадков солей, асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) как в призабойной зоне пласта, так и в скважинном оборудовании. АСПО представляют сложную смесь твердых парафиновых углеводородов, асфальто-смолистых веществ, воды и механических примесей. Отложения имеют неоднородный состав, поскольку он определяется такими факторами, как физико-химические свойства добываемой нефти, температура нефти, состояние поверхности оборудования, динамика потока нефти, присутствие механических примесей и пузырьков газа.

На сегодняшний день существует множество методов удаления АСПО: механические, тепловые, нетрадиционные (ультразвуковой, магнитный метод, вибрационная обработка) и химические, но они недостаточно эффективны, поскольку образующиеся АСПО характеризуются высокой прочностью и сложным составом. Используемые на месторождениях химические реагенты подбираются в большинстве случаев эмпирически, без учета индивидуальных особенностей нефтей и отложений [1, с.154].

Поэтому важной задачей является изучение физико-химических свойств нефтей и образуемых ими отложений, для последующего целенаправленного подбора эффективных реагентов для предотвращения и удаления АСПО. Химические методы предотвращения и удаления АСПО являются одними из наиболее перспективных среди многообразия методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями. Эффективность данных методов зависит от многих факторов, прежде всего от свойств нефти и образуемых ею отложений

(физико-химические свойства, групповой химический состав) и свойств применяемого реагента. Следовательно, выбор эффективного реагента для борьбы с АСПО – задача многофакторная, предполагающая проведение целого ряда исследований, начинающихся с изучения характеристик исходной нефти и образуемых ею асфальтосмолопарафиновых отложений с последующей выработкой рекомендаций по природе и характеристикам требуемого реагента.

В данной работе представлены результаты исследования нефти Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения. Физико-химические свойства нефтей, полученные стандартными методами исследования, представлены в таблице 1.

Таблица 1 Физико-химические показатели нефти Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения

№	Показатели	Нефть
1	Плотность, г /см ³	0,8608
2	Вязкость кинематическая, мм ² /с динамическая мПа*с	322,56 0,276
3	Содержание % масс мех. примесей, серы воды парафинов асфальтенов смола «силикагелевых»	5,59 0,449 2,35 5,6 0,2 2,9

Исходя из представленных данных в таблице 1, нефть Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения характеризуется по плотности – легкая, согласно классификации содержания серы – малосернистая, по содержанию смол и парафинов как малосмолистая и парафинистая, механические примеси представлены в виде песка, глинистых частиц и продуктами коррозии. Содержание воды в исследуемой нефти невысокое.

Данные исследования группового химического состава отложения из трубопровода Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения проводилось на лабораторной установке для хроматографического анализа «Градиент - М» (конструкции ИНХП РБ) представлены в таблице 2.

Таблица 2 Результаты анализа группового химического состава АСПО Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения

№	Показатели %	Образец АСПО
---	--------------	--------------

1	Парафино-нафтеновые углеводороды	21,1
2	Легкие ароматические углеводороды	12,6
3	Средние ароматические углеводороды	6,2
4	Тяжелые ароматические углеводороды	14,0
5	Смолы I	3,6
6	Смолы II	4,1
7	Асфальтены	5,9

В результате проведения группового химического анализа отложений АСПО Чинаревского месторождения с трубопровода скважины 22, было определено, семь основных групп углеводородов: парафин-нафтеновые углеводороды, легкие, средние, тяжелые ароматические углеводороды, смолы 1, смолы 2, асфальтены. Сравнивая показатели из таблицы 2, наибольшее значение имеют парафино-нафтеновые углеводороды – 21,1 %, и можно предположить что, АСПО Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения парафинового типа.

Определение массовой доли асфальтенов, смол и парафинов проводили согласно методике, утвержденной ОАО «АНК Башнефть». Данная методика предназначена для определения массовой доли асфальтенов, смол и парафинов в нефти и АСПО с использованием адсорбционных методов анализа [2, с.60].

Результаты исследования определения массовой доли асфальтенов, смол и парафинов представлены в таблице 3.

Таблица 3 Компонентный состав и тип АСПО Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения, %

Компоненты АСПО	Образец АСПО (трубопровод скв 22 -УПГ)
Парафины	13,4
Асфальтены	6,57
Смолы «силикагелевые»	3,9
Соотношение П/(С+А)	1,28
Тип отложений	Парафиновый

Как видно из таблицы 3, в составе АСПО нефтей Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения преобладают парафиновые углеводороды, что позволяет отнести их согласно классификации к парафиновому типу.

На процесс формирования АСПО влияет не только количественный, но и качественный состав компонентов нефти, участвующих в процессе образования отложений.

Обзор литературных данных свидетельствует о том, что среди методов, применяемых для удаления АСПО, наиболее эффективным и технологичным на современном этапе развития отечественной нефтяной отрасли остается химический метод, основанный на растворении и диспергировании отложений под воздействием растворителей (удалителей).

Известно, что наибольшей эффективностью при удалении АСПО обладают углеводородные растворители, представляющие собой композиции алифатических и ароматических углеводородов. Поскольку такое сочетание компонентов соответствует составу АСПО и является выгодным для их растворения. Применение углеводородных растворителей не вызывает осложнений при технологических обработках, позволяет удалять глубокие отложения и обрабатывать призабойную зону пласта.

В лабораторных условиях были протестированы углеводородные растворители: толуол чда, бензин прямогонный, ацетон чда, гексан, бензол, композиционная алифатико-ароматическая смесь, состоящая из гексана и бензола в соотношении 1:1.

Оценку эффективности растворителей производили методом – «методом корзинок». При данном методе эффективность реагента оценивалась по изменению массы отложений при их контакте с растворителями. Поскольку исследуемое АСПО относится к парафинистому типу, то в качестве базового компонента был выбран гексан и в дальнейшем исследовались композиции на его основе, для сравнения были протестированы и другие растворители. В таблице 4 представлены результаты определения эффективности углеводородных растворителей.

Таблица 4 – Результаты эксперимента определения эффективности углеводородных растворителей

Растворитель	m1,г	m2,г	Э,%
Гексан	7,0	1,9	72
Бензол	7,1	1,8	75
Гексан-бензольная смесь	6,9	1,4	80
Толуол	7,2	3,5	51
Бензин прямогонный	6,8	4,0	41
Ацетон	6,8	4,9	28

Как видно из таблицы 4, наиболее эффективно разрушают структуру парафинистого АСПО гексан и гексан-бензольная смесь, так как в состав этого реагента входят низкокипящие алифатические углеводороды, которые являются хорошими растворителями парафиновых углеводородов. Визуально можно определить проникающую и растворяющую

способности по интенсивности окраса растворителя и наличия дисперсной фазы. Таким образом, растворитель сильно окрашен, на дне цилиндра мелкая дисперсная фаза в небольшом количестве (налет).

В таблице 5 представлена оценка эффективности растворителя и его применение на промысле.

Таблица 5 – Оценка эффективности растворителя

Эффективность, %	Оценки	Применение
От 20 до 50	Растворитель малоэффективный	Не рекомендуется использовать на промысле
От 51 до 70	Растворитель среднеэффективный	Возможно использование на промысле
От 71 до 90	Растворитель высокоэффективный	Рекомендуется использовать в промысле

Согласно таблице 9, для растворения и удаления АСПО Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения парафинистого типа углеводородные растворители – гексан, бензол, гексан-бензольная смесь, рекомендуется использовать на промысле, толуол – возможное использование на промысле, а бензин прямогонный и ацетон не рекомендуется, так как показывает малую эффективность растворения АСПО.

Таким образом, видно, что композиционный алифатико-ароматического состава растворитель гексан-бензольная смесь лучше всего подходит для растворения и удаления парафинистого АСПО.

Несмотря на значительный объем теоретических и практических разработок по удалению АСПО с применением растворителей, не всегда удается достичь положительных результатов. Большинство применяемых удалителей малоэффективны для сложных отложений, т.к. механизм их действия основан на полном растворении АСПО. Поэтому разработка эффективных удалителей АСПО обладающих высокой растворяющей и диспергирующей способностью, является одной из актуальных задач особенно для нефтедобывающей отрасли.

Список использованных источников:

- 1 Нелюбов, Д.В. Разработка композиционных ингибиторов образования асфальтосмолопарафиновых отложений нефти на основе изучения взаимосвязи их состава и адгезионных свойств / Д.В. Нелюбов // 02.00.13. Дис. ...канд.техн.наук. – Тюмень, 2014. – 154с.
- 2 Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки

ПЕРЕРАБОТКА И УТИЛИЗАЦИЯ МОТОРНОГО МАСЛА

Шелякин Иван Николаевич

Руководитель: Старцева Анна Викторовна

ГБПОУ СО «Тольяттинский химико-технологический колледж», г.о. Тольятти

По дорогам мира ездят миллионы машин, на заводах функционируют миллионы агрегатов, изготавливающих товары для населения и промышленных предприятий. Все механизмы нуждаются в смазке. Масло – нефтепродукт, который можно использовать в течении установленного срока, а затем нужно слить и заменить на свежий аналог. Утилизация отработанного масла - проблема не только России, но и большинства государств мира. Опасный продукт выливают в неположенных местах не только автовладельцы, но и промышленные компании, нанося значительный вред экологии.

В тоже время утилизировать отработанное моторное масло необходимо строго в соответствии с правилами. Ни в коем случае нельзя выливать отработанное масло на землю или выкидывать в мусор, Данный продукт токсичен и негативно влияет на среду, в которой мы живём. Несоблюдение правил утилизации экономит время, но не сохраняет здоровье и экологическое благополучие.

Первое моторное масло появилось в 1873 году, когда американский доктор Джон Эллис запатентовал сырую нефть как смазочный материал для механизмов. В 1866 году Эллис изучал свойства сырой нефти и заметил, что она способствует меньшему натиранию соединительных частей в V-образном паровом двигателе[1].

Еще задолго до этого, человечество пыталось найти способ преодолеть силу трения. И хотя полностью исключить эту силу, конечно же, невозможно, но уже с древних времен изобретения колеса, люди искали способ уменьшить износ подвижных механических соединений.

Моторные масла — масла, применяемые для снижения трения между движущимися деталями двигателя. Они подразделяются на масла для дизельных двигателей, масла для бензиновых двигателей и универсальные моторные масла, которые предназначены для смазывания двигателей обоих типов.

Все современные моторные масла состоят из базовых масел и улучшающих их свойства присадок [2]:

- базовое моторное масло 75-95%
- присадки 5-25 %

Каждый водитель знает, где взять и когда заменить масло в своем автомобиле, но не каждый задумывается, какой экологический вред наносит отработанное масло, если оно попадет в природу.

Отработанное масло относится к опасным отходам. Вероятные последствия, действительно, поражают: литр масла может стать источником масляного пятна площадью почти 1 га или загрязнить миллион литров питьевой воды.

Причем эта жидкость даже опаснее нефти, из которой произведена, так как в ее состав входят различные присадки, а в процессе эксплуатации образуются разного рода примеси и загрязнители.

Использованное масло нерастворимо, оно химически устойчиво, в нем могут присутствовать токсические соединения и тяжелые металлы. Естественным образом оно разлагается довольно долго[3].

Рекомендованная замена, автомобильного масла, производится каждые 10-15 тысяч километров. И многие водители задаются вопросом: «Что делать с отработкой?». А ее, между прочим, не менее 4-х литров. Большинство автовладельцев меняют масло на станции технического обслуживания, где отработку сливают в специальные ёмкости. Водители, которые меняют масло самостоятельно, могут сдать отработку в специальные пункты приёма.

Сегодня существует несколько способов повторного использования отработанного масла. Например, обезвоживание или термокрекинг. Одним из наиболее предпочтительных по экономическим и экологическим соображениям является его регенерация, обеспечивающая частичное или полное восстановление качественных показателей вторичного сырья.

В отработанном моторном масле содержатся продукты окисления, которые образуют осадок и мешают маслу выполнять свою смазочную функцию[1,4].

Что делают с ГСМ (горюче-смазочными материалами) на заводах по переработке?

Переработка отработанного масла проходит в пять этапов:

1. Очистка от механических частиц. Для этого сырье отстаивается в течение нескольких дней и переливается, а затем пропускается через фильтр.

2. Выпаривание и перегонка. С помощью выпаривания удаляется вода и другие легко закипающие примеси.

3. Физико-химическая очистка. Применяется адсорбция (пропускание сырья через твердые пористые материалы, в которых оседают примеси), коагуляция (воздействие веществами-коагулянтами, током, а также перемешивание, охлаждение или нагрев), селективное растворение (добавление растворителей) и термовакуумная сушка.

4. Химическая очистка. Производится с помощью кислот (чаще серной) и

щелочей.

5. Фильтрация с помощью мембран[4].

Таким способом производятся базовые масла, из которых получают гидравлические, трансмиссионные масла, смазочно-охлаждающие жидкости и дизельное топливо (соляру). Наиболее выгодна переработка масла в дизельное топливо, используемое в двигателях железнодорожного транспорта, грузовых автомобилей, кораблей, военной и сельскохозяйственной техники, а также в дизельных генераторах. Соляра применяется для отопления в специальных дизельных котельных.

Сбор отработанного автомобильного масла для дальнейшей утилизации может служить примером самостоятельной инициативы представителей малого и среднего бизнеса к улучшению экологии. Сегодня, в России только по официальным данным производится и ввозится около 800 000 тонн автомобильного масла, которое после использования требует сбора и переработки.

К слову только 25% от общего количества отработки поступает в пункты приёма отработавшего масла, что говорит о крайнем пренебрежительном отношении к окружающей среде, ведь остальное просто свозится на городские свалки, где благополучно сжигаются или впитываются в почву и межпластовые водоносные слои[2,3].

Отработанное масло имеет в два раза большую энергетическую ценность, чем например уголь, и гораздо более высокий показатель ценности, чем дизельное топливо.

Проблема утилизации отработанных моторных масел может быть решена уже сегодня - путем создания мини-комплексов по их регенерации.

Переработать отработанные моторные масла совместно с нефтью на НПЗ нельзя, т.к. присадки, содержащиеся в маслах, нарушают работу нефтеперерабатывающего оборудования.

Регенерация включает физическую и химическую обработку, в результате которой из масел практически полностью удаляются суспендированные и растворенные инородные вещества, продукты старения, а также присадки, сохранившиеся в масле.

Организация мини-комплексов по регенерации масел для удовлетворения потребностей небольших территорий (края, области или города с населением 1-1,5 млн. человек) позволит снизить затраты на сбор отработанных масел, а получение высококачественных конечных продуктов - моторных масел и консистентных смазок, приближает такие мини-комплексы по экономической эффективности к производствам этих продуктов из нефти.

Список использованных источников

1. <https://cleanbin.ru/utilization/liquid/engine-oil-processing>

2. <https://os1.ru/article/7540-vosstanovlenie-otrabotannogo-masla-nenujnye-problemy-ili-zolotaya-jila>
3. <https://promusor.info/pererabotka/maslo-distoplivo/>
4. https://newchemistry.ru/letter.php?n_id=6362