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

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

Самара
2022

Содержание

*Аитова Ю.М.*НЕФТЬ РОССИИ…… 3
*Бурлаков А.А.*СИСТЕМЫ СБОРА НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ……. 4
Воробьёва Э.В., Гриценкова В.Л. КОРРОЗИЯ ОБОРУДОВАНИЯ. ПОДХОДЫ К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМЫ…… 6
Галий В.Д. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ПЕРЕРАБОТКЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ…… 8
*Зеленков В.О.*ИЗУЧЕНИЕ СПОСОБОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ И ЭКОЛОГИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ДООЧИСТКИ ХВОСТОВЫХ ГАЗОВ (ПРОЦЕСС СУЛЬФРИН)…….. 12
Ковалёва К.А. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА К ДАЛЬНЕЙШЕЙ ПЕРЕРАБОТКЕ…….. 14
Кумуков Р.Э. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКИ….. 16
*Лазарева К.Д., Павлова Т.С.*ОСУШКА ГАЗА КАК ОДИН ИЗ СПОСОБОВ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ…… 22
Латфулин И.А. ВИДЫ И СПОСОБЫ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ АНАЛИЗА НЕФТИ …….. 25
Любовцев Н.С.,Матвеев Б.М. ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ ЛИКВИДАЦИИ ДОННЫХ ОСТАТКОВ В СЫРЬЕВЫХ НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ …… 26
Пикушина Е.Р. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ….. 31
*Протопопова Т.С.*ПРЕДСТАВЛЕНИЕ О МЕТОДАХ АНАЛИЗА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПРОДУКТОВ ЕГО ПЕРЕРАБОТКИ……. 32
*Семакина А.А.*ПЕРЕРАБОТКА ПРИРОДНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ ОТ СЕРЫ И ДРУГИХ ПРИМЕСЕЙ…….. 36
Техтелев Б.А. СОСТОЯНИЕ, АНАЛИЗ, ДИНАМИКА РАЗВИТИЯ НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ……. 39
Тумасова А.М. ИННОВАЦИОННЫЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ…… 41
Урлова А.С., Понамарчук С.А. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ АНАЛИЗА НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ…… 44
Цыганов М.И. ПРИМЕНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННОГО КАТАЛИЗАТОРА В ПРОЦЕССЕ ИЗОМЕРИЗАЦИИ……. 45
Чуйков И.В., Ашурова М.Р. ОЧИСТКА СТОЧНЫХ ВОД ПРЕДПРИЯТИЙ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ НЕФТИ, ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА…….. 50
Шуликов Г.А. ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ В ПЕРЕРАБОТКЕ НЕФТИ И ГАЗА …….. 52

НЕФТЬ РОССИИ

Аитова Юлия Маратовна
Руководитель: Бондарева Елена Васильевна
Государственное бюджетное
профессиональное образовательное
учреждение «Самарский политехнический колледж»

Нефть России является одним из основных источников валютных поступлений в бюджет страны. Неудивительно, что ей уделяется такое большое внимание, особенно если учесть, что стоимость нефти является центральным пунктом, закладываемым в бюджет страны.

Месторождения нефти в России

Несмотря на то, что сейчас постоянно проводятся геологические исследования на предмет выявления новых нефтяных месторождений, в России их успех минимален.Единственным крупным успехом геологи порадовали лишь в 2019 году. Тогда было обнаружено месторождение Великое, запасы которого составляют около 300 млн тонн. Однако даже по Российским меркам это небольшой объем, а по мировым – совсем скромный.

Крупнейшими месторождениями нефти России являются*:*

- Самотлорское – расположенное в Ханты-Мансийском АО, оно было обнаружено в 1965 году. И начало разрабатываться спустя 4 года. Запасы нефти, извлеченные на данный момент, – 2.7 млрд тонн. Это единственное российское месторождение, которое входит в список самых крупных мировых мест нефтеразработок;
- Ромашкинское. Оно расположено в Республике Татарстан, было открыто в 1948 году. Его разработка началась также спустя 4 года. Извлеченные запасы – 2.3 млрд тонн;
- Лянторское – было обнаружено в 1965 году в Ханты-Мансийском округе, но добыча нефти из него началась лишь спустя 13 лет. Извлекаемые запасы данного месторождения составляют около 2 млрд тонн;
- Приобское – еще одно месторождение Ханты-Мансийского АО. Его особенностью является то, что оно разделено рекой Обь. На левом берегу этой реки разработка началась в 1988 году, а на правом – только через 11 лет. Запасы нефти, извлеченные на данный момент, составляют 1,7 млрд тонн;
- Мамонтовское – и снова Ханты-Мансийский АО. Месторождение было обнаружено 1965 году, а его разработка началась спустя 5 лет. Извлеченные запасы – 1 млрд тонн;
- Арланское – расположенное в Башкирии, оно было обнаружено в 1955 году. Его разработка стартовала спустя 3 года. Извлечено на данный момент 500 млн тонн;
- Ванкорское. Обнаружено за полярным кругом. Было найдено в 1988 году, а спустя 20 лет стартовала его разработка. Запасы нефти, извлеченные на данный момент, составляют 490 млн тонн;
- Русское – находится в Ямало-Ненецком АО. Месторождение было открыто в 1968 году, а его разработка началась только через 40 лет. Извлекаемые запасы – 410 млн тонн;
- Туймазинское – было открыто в 1937 не далеко от Уфы. Его промышленная разработка началась спустя 2 года. С того момента было извлечено более 300 млн тонн нефти.

На территории нашей страны добываются разнообразные сорта нефти, как легкие и малосерные, так и высокосернистые.Россия – одна из немногих развитых промышленных стран, уровень добычи нефти в которой позволяет ей не только полностью удовлетворять свои потребности, но и осуществлять экспорт этого ценного ресурса. Легкие малосернистые сорта зачастую добывают на Дальнем Востоке и Сибири. Высокосернистая нефть добывается в приволжских и уральских месторождениях. Они могут продаваться и как самостоятельные сорта и входить в смеси. К примеру, такой сорт как Urals содержит в себе нефть со всех месторождений России. И включает в себя как малосернистые, так и высокосернистые сорта.

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

СИСТЕМЫ СБОРА НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

Бурлаков Александр Анатольевич
Руководитель: Горохов Роман Анатольевич
Государственное бюджетное
профессиональное образовательное учреждение
«Самарский политехнический колледж»

Так как промышленная отрасль нефтехимии очень развита в нашей стране, отрасль постоянно развивается, разрабатываются новые системы сбора нефти на месторождении, а также системы обработки и транспортировки топлива.

Система сбора нефти представляет собой комплексную разветвленную сеть из трубопроводов. Трубопроводы прокладывают либо поверх земли, на которой найдено месторождение, либо под землей. В некоторых случаях система может быть проложена даже под водой, особенно актуально это для морских местонахождений нефти.

Система трубопроводов всегда имеет разный размер и протяженность, в зависимости от месторождения нефти. Перед использованием трубопроводы обязательно рассчитывают на устойчивость к механическим нагрузкам и пропускную способность. Диапазон диаметров также различен, он колеблется от 100 до 1020 мм.

Разновидности систем сбора

Несмотря на наш век современных технологий, на большей части старых месторождений нефти продолжают применять негерметизированные системы сбора

двухтрубного типа. Используются такие системы не только для сбора нефти, но и для газа и воды, которые содержатся в сыром веществе.

Преимуществом такой системы является наличие двух труб, так как это позволяет сразу из скважины добывать нефть и отделять от нее газ, направляя эти вещества по собственной трубе. Вещества доставляют до центрального пункта сбора.

Такая система является также самотечной, она функционирует только на тех местах скопления нефти, которые расположены в гористой местности.

Система транспортирует жидкости за счет напора, а напор возможен только при наличии разности геодезических отметок рельефа. На равнинной поверхности транспортировка осуществляется под действием давления, которое обеспечивает насос.

После получения нефти и газа количество материала измеряют в специально предусмотренных для этого сепарационных приборах.

На нефтепромыслах используются следующие виды трубопроводов:

1. Нефтепроводы.
2. Нефтегазопроводы.
3. Водопроводы.
4. Газопроводы.

Сбор и подготовка нефти

После того, как нефть попадает на поверхность, ее направляют в систему подготовки с целью превращения в топливо. Эта система имеет сложную конструкцию, состоит из множества элементов. Так как из скважины невозможно получить чистую нефть, продукт требуют тщательной очистки перед дальнейшим использованием.

Процесс сепарации подразумевает собой отделение от нефти газа, воды и примесей и является важным производственным процессом. Технология осуществляется в несколько этапов. Сепараторы могут быть вертикальными, сферическими и горизонтальными, при этом приборы также можно разделить на гравитационные и центробежные. Однозначно сказать, какой прибор лучше, нельзя, все они имеют широкую сферу применения.

Быстрее и проще отделить воду и газ от нефти, используя деэмульгаторы, – это химическая и термохимическая очистка.

Первый этап сбора и подготовки топлива отправляет жидкость по выкидной линии, то есть по устью, которое ведет от скважины к замерному прибору. Там определяется масса и количество вещества, в процессе транспортировки отделяется часть газа и воды. После этого нефть отправляют на центральный пункт сбора по коллекторным линиям. Именно там вещество проходит окончательную чистку и превращается в готовое топливо.

Системы сбора нефти на месторождении подразумевают отправку вещества на определенный центр сбора, к каждому месторождению прикрепляется свой. Перекачка топлива осуществляется при использовании дожимной насосной станции: насос отправляет нефть от месторождения к ЦПС, а оттуда – на установку предварительного сброса воды.

Последний этап сепарации нефть проходит на установке комплексной подготовки топлива, эта технология проводится в несколько этапов:

1. Отделение газа от жидкости.
2. Нарушение связи «нефть-вода» и разрушение водяной эмульсии.

3. Удаление из вещества соли. Осуществляется путем добавления воды, а после снова проводится обезвоживание.
4. Последний этап – стабилизация, он подразумевает удаление легких фракций. Это необходимо, чтобы сократить потери после транспортировки.

Система сбора и подготовки нефти очень сложная и трудозатратная, она требует постоянного улучшения для достижения большей эффективности.

Список используемых 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"

КОРРОЗИЯ ОБОРУДОВАНИЯ. ПОДХОДЫ К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМЫ

Воробьёва Эльвира Вадимовна, Гриценкова Виктория Леонидовна
Руководитель: Котляревская Ольга Олеговна
ЧАСТНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ «ГАЗПРОМ КОЛЛЕДЖ ВОЛГОГРАД», г. Волоград

На сегодняшний день проблема коррозии оборудования нефтепереработки весьма актуальна и серьезна, так как она приводит к выходу из строя многочисленных аппаратов, машин и сооружений, наносит огромный ущерб экономике предприятия, ухудшает условия труда, приводит к загрязнениям окружающей среды. Причиной загрязнения могут быть утечки нефтепродуктов, газов, химических реагентов, следовательно, появляется вероятность возникновения аварийных ситуаций. Поэтому необходимо разрабатывать методы защиты поверхностей и элементов аппаратов от коррозионных повреждений, методыдиагностики дефектов оборудования. Цель работы – изучить подходы к решению комплексной проблемы коррозии технологического оборудования.

При проектировании новых технологических установокс целью защиты оборудования от коррозии проводятпредварительный анализ расположения предполагаемых мест коррозионных разрушений. В настоящее время эта задача несколько упрощается, так как наработан значительный опыт эксплуатации действующих установок-аналогов. Следующим этапом на стадии проектирования является подбор конструкционного материала с учетом природы коррозионной среды для выполнения аппарата или его отдельных элементов. Также необходимо учитывать возможность применения специальных антикоррозионных покрытий и/или введение в технологический поток специальных веществ - ингибиторов коррозии. В ходе эксплуатации оборудования установок организуется мониторинг за состоянием поверхности оборудования. Строгий мониторинг и составление коррозионных карт позволяет не только отслеживать коррозию в проблемных участках, но и точно определять конкретное сырье или технологические операции, вызывающие повышение скорости развития коррозии.

Безаварийную работу аппаратов и трубопроводов во многом обеспечивают правильным подбором конструкционных материалов. Так, например, корпус электродегидраторов изготавливают из углеродистой стали толщиной 1-4 мм, а внутреннюю поверхность на высоту 1500-1700 мм от нижней образующей корпуса защищают торкрет-бетоном. Элементы штуцера для сбора воды защищаются сталью10Х17Н13М2Т. Корпусемкости соленой водыизготавливают из углеродистой стали толщиной 4 мм. Внутренняя поверхность защищается торкрет-бетоном. Корпус емкости для промывной воды также изготавливают из углеродистой стали толщиной 4 мм. Емкость содо-щелочного раствора изготавливают из углеродистой стали толщиной 1 мм. Внутренний подогреватель - из стали 08Х13 или 08Х22Н6Т. Для изготовления теплообменников нагрева нефти до ЭЛОУ и нагрева обессоленной нефти трубы изготавливают из стали 10, 20 по ГОСТ 14246-79 (при температуре среды межтрубного пространства ниже 260° С и содержании сероводорода менее 0,01%), из стали 08Х13 - при температуре выше 260° С и содержании сероводорода от 0.01% и выше. Для изготовления теплообменниковсоленойводы трубы выполняют из ЛАМШ 77-2-0,05 при содержании солей более 2000 мг/л. При содержании солей до 2000 мг/л и pH > 7,5 трубы изготавливаются из стали 06Х22Н6Т

Опыт эксплуатации перегонных установок [2] показал, что при переработке нефти из-за коррозии из строя выходит прежде всего колонное, емкостное и конденсационно-холодильное оборудование установок. На рисунке 1 показаны корродирующие агенты, зоны повышенного коррозионного риска оборудования нефтеперегонных установок.

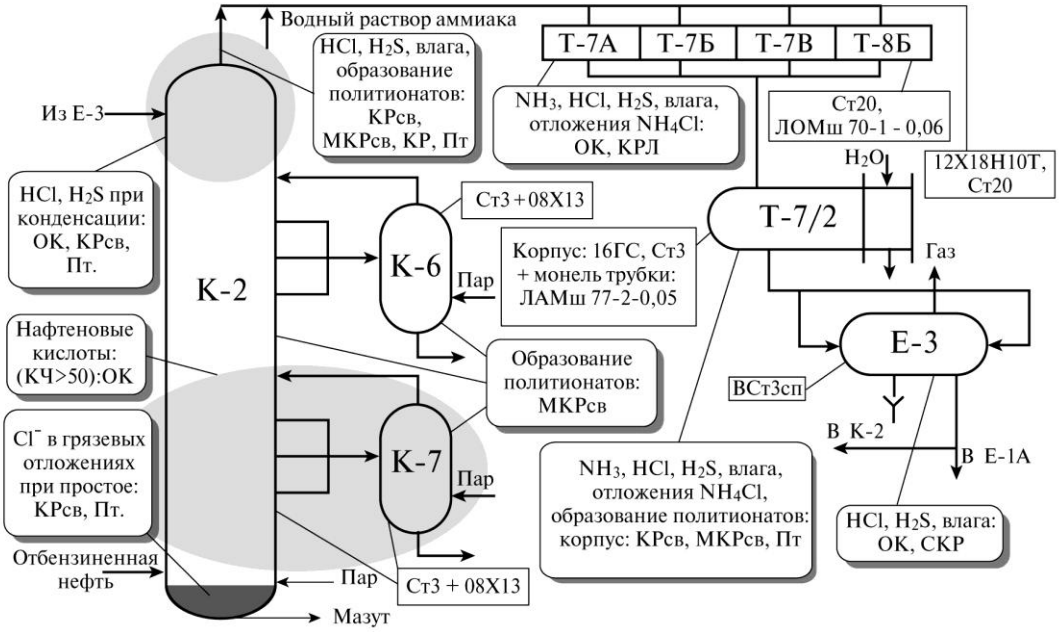


Рисунок 1 Пример коррозионной карты для установки первичной переработки нефти

Для защиты поверхности от коррозии широко применяются защитные металлические и неметаллические покрытия. Металлические покрытия защищают металл от действия коррозионной среды и одновременно придают поверхности ряд требуемых физико-механических свойств - износостойкость, твердость, электропроводность и др. Для создания металлических покрытий применяют методы газотермического напыления, термодиффузионный и механотермический методы, металлизацию напылением и погружением в расплав.

В результате определенной химической или электрохимической обработки можно создать на поверхности корродирующего металла или сплава искусственные пленки, которые обладают высоким защитным действием. Для защиты металлов от атмосферной коррозии применяется оксидирование. Для защиты стальных изделий используется фосфатирование [1].

Явление коррозии металлов и сплавов многообразно, существуют много разновидностей этого процесса. Опыт эксплуатации перегонных установок показал, что при эксплуатации установок первичной переработки нефти все черные металлыподверженыпиттинговой коррозии. Наибольшая глубина питтингов отмечена для стали 08Х13 – основном материале плакирующих слоев. Питтинговая коррозия стали 08Х13 является одной из главных причин коррозионного растрескивания плакирующих слоев, сварных швов и околошовных зон, которое зафиксировано во всех аппаратах и сосудах, изготовленных из биметаллов. При этом скорость питтинговой коррозии на порядок превышает показатель обшей коррозии, что говорит о недооценке коррозионного износа в случае, если за основу берется показатель общей коррозии.Отложения, формируемые при эксплуатации на теплообменном оборудовании, создают очаги коррозионной активности в процессе осаждения на них влаги (особенно при пропаривании) и способствуют развитию питтинговой коррозии. При этом возникает необходимость в изучении коррозионного влияния на металл оборудования не только на этапе эксплуатации, но и на этапах проведения ремонта или запуска установок как при различных режимах эксплуатации установок [1].

Таким образом при выполнении работы нами рассмотрены основные подходы к решению проблемы сохранения оборудования в условиях коррозии – прогнозирование корродирующих агентов и правильный подбор материала для изготовления оборудования на стадии проектирования, проведение мониторинга состояния оборудования и применение защитных покрытий в процессе эксплуатации оборудования.

Список использованных источников

1. Бурлов, В.В., Алцыбеева, А.И., Парпуц, И.В. *Защита от коррозии оборудования НПЗ. /* Бурлов, В.В.. — *СПб: Химиздат, 2005*. — 248 с.

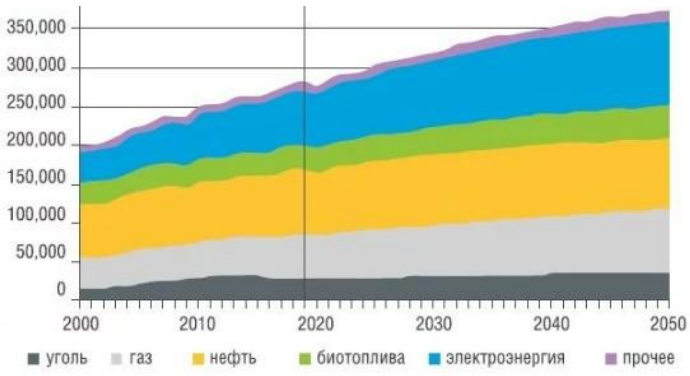
2. Каландаров Н. О. Защита от коррозии оборудования первичной подготовки нефти / Н. О. Каландаров. // Молодой ученый. — 2016 — № 9 (113). — С. 173-175. — URL: https://moluch.ru/archive/113/28513/ (дата обращения: 10.05.2022).

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ПЕРЕРАБОТКЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Галий Вячеслав Дмитриевич
Руководитель: Намычкина Ирина Александровна
Государственное бюджетное образовательное
учреждение Самарской области
«Самарский политехнический колледж»

Вопрос энергосбережения является приоритетными для современной нефтяной промышленности. Особенно важной эта проблема стала в рамках новой климатической повестки, направленной на снижение загрязнения атмосферы продуктами сгорания углеродсодержащих топлив. Для повышения энергоэффективности НПЗ используется комплексный подход, основанный на применении целого набора оптимизационных

мероприятий. Текущее потребление энергии в мире постоянно растет и, согласно прогнозам, будет расти и дальше. При этом основными первичными источниками энергоресурсов остаются уголь, нефть и газ, хотя в последние годы возрастает роль возобновляемых источников энергии (ВИЭ), включая биотопливо. В 2021 году доля возобновляемых источников энергии в производстве электроэнергии составила 34 %, вместе с ядерной энергетикой – 39 % [1].



Начиная с 1970-х гг. многие страны внедряли политику и программы по повышению энергоэффективности. В настоящее время на промышленный сектор приходится почти 40 % годового мирового потребления первичных энергоресурсов и примерно такая же доля мировых выбросов углекислого газа. Принят международный стандарт ISO 50001, который регулирует в том числе энергоэффективность.

Энергосбережение – это любая активность, направленная на уменьшение объема использования энергетических ресурсов без ущерба для основной функции их применения. Энергосбережение характеризуется понятийным аппаратом, приведенным в главном Федеральном законе «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» № 261-ФЗ от 23.11.2009. Так как в качестве основных источников энергии в большинстве случаев используются различные горючие ископаемые (при этом в разных странах преобладают те или иные, в зависимости от того, кто чем располагает), то для оценки потребления энергии в общем хозяйстве (в промышленном, бытовом секторе и др.) введены понятия условное топливо (у.т.) и нефтяной эквивалент (н.э.).

Условное топливо – это усредненное топливо с удельной энергоемкостью 29 ГДж/т Г, что сопоставимо с теплотой сгорания каменного угля или нефтяного кокса.

Безусловно, особое положение занимает ядерная энергия, которая значительно эффективнее всех основных источников: 1 кг урана-235 имеет теплотворную способность в 3 млн раз выше, чем 1 кг у.т. Однако атомные электростанции требуют особых мер безопасности.

Более эффективеным, чем все виды твердого углеродного топлива, а также нефти, природный газ, состоящий в основном из метана. Его удельная энергоемкость составляет Q52,6 ГДж/т. Большое внимание привлекает и водородная энергетика, не только как эффективная (Q водорода 119,7 ГДж/т), но и экологичная.

Использование «зеленого водорода» позволит снизить практически до нуля выбросы парниковых газов. Активно развивается рынок авто на водородном топливе [2].

Переход на альтернативные источники энергии, на безуглеродную энергетику в последние годы идет во многих странах мира, хотя и с неодинаковой скоростью.

Важный показатель любой страны – энергоемкость ВВП. В международной практике энергоемкость ВВП измеряется в килограммах (или в тоннах) условного топлива или нефтяного эквивалента на тысячу американских долларов.

Основные общие принципы энергосбережения:

- использование альтернативных возобновляемых источников энергии,
- использование вторичных энергетических ресурсов,
- применение неэнергоемких технологий и оборудования,
- принятие мер по рациональному использованию имеющихся энергоресурсов,
- проведение оценки экономической целесообразности применения любых
- энергосберегающих технологий и решений,
- повышение эффективности электростанций, потребляющих различные виды энергоносителей.

Согласно оценке Европейской комиссии, строительство новых эффективных ТЭЦ и повышение эффективности большинства действующих ТЭЦ до среднего КПД в 51,5 % в 2023 году приведет к уменьшению годового потребления 15 млрд м3 природного газа и 25 млн тонн угля.

Наиболее энергоемкими объектами являются технологические установки. Только потребление прямого топлива достигает 6 – 8 % (масс.) на перерабатываемую нефть. Уровень полезного использования потребляемых НПЗ энергоресурсов составляет 23 – 26 %, а 74 – 77 % теряется (14 – 16 % с дымовыми газами, 48 – 52 % с охлаждающей водой и воздухом и 8 – 12 % в окружающую среду) [3, 4]. Поэтому многие заводы ставят своей целью снижение себестоимости продукта путем уменьшения расходов энергоносителей.

Анализ величины потерь от различного вида оборудования на нефтеперерабатывающем заводе показывает, что наибольшими потерями характеризуется трубчатая печь. Совершенно ясно, что основной потенциал экономии (90 %) заключается в самих технологических процессах, особенно в схеме рекуперации тепла. В целом модернизацию, направленную на повышение энергетической эффективности, на энергосбережение, следует начинать с реакторной системы, системы разделения и системы теплообмена. Правильное проектирование схемы рекуперации тепла позволяет значительно снизить нагрузку на печи, паровые подогреватели, а также водяные и воздушные холодильники. За счет этого снижение потребления энергоносителей может составить 10 – 20 % (а в отдельных случаях – до 40 – 50 %) от начального энергопотребления [5].

Снизить общие потери энергии позволяет совмещение технологических установок. Здесь следует отметить отечественные разработки в области создания базовых проектов комбинированных установок нового поколения. Такой подход позволяет повысить эффективность использования топливно-энергетических ресурсов.

Применительно ко всем предприятиям нефтегазопереработки и нефтехимии для увеличения эффективности и энергосбережения уже работающих и строящихся установок необходима разработка способов сокращения энергозатрат. Экономия энергоносителей может быть достигнута следующими основными способами:

- оптимизацией системы теплообмена;
- вовлечением в рекуперацию максимального количества основных технологических и вспомогательных потоков;

- использованием высокоэффективных теплообменных аппаратов, прежде всего трубчатых печей.

Итак, в заключении можно сформулировать следующие основные способы энергосбережения.

1. Подготовка сырья путем различных внешних воздействий, прежде всего оптимального смешения соответствующих компонентов для достижения максимальной однородности смеси, что позволит повысить эффективность нагрева и продлить срок службы нагревательной аппаратуры без заметного ее закоксовывания.
2. Снижение времени прохождения сырья через змеевики печи, что уменьшает расход топлива.
3. Применение современного эффективного неразрушающего гидромеханического способа очистки труб печи (как внутри, так и снаружи).
4. Снижение потерь тепла с дымовыми газами и газами регенерации катализаторов.
5. Предварительный подогрев воздуха горения для печей и для регенерации катализаторов.
6. Снижение теплопотерь от стенок технологических аппаратов (печей, реакторов и др.) в окружающую среду.
7. Совершенствование конструкции теплообменников и реакторов, форсунок ввода сырья в узлы его смешения с катализатором, а также жидкого топлива в форсунки печей.
8. Улучшение рекуперации тепла потоков ректификационной колонны.
9. Минимизация потребления энергии процессов путем расчета необходимого минимума ее потребления и его достижения через оптимизацию схемы рекуперации тепла, а также методов подвода энергии.

Все эти меры актуальны как для предприятий нефтепереработки, так и газопереработки и нефтехимии. В каждом конкретном случае нужно находить наиболее подходящие способы сбережения энергии. В соответствии с современными тенденциями спрос на нефть, газ и уголь будет через некоторое время постепенно сокращаться, но спрос на сырье нефтехимического синтеза и продукты (этилен, пропилен, ароматические углеводороды, аммиак, метанол и др.) будет только расти. В любом случае в производстве продуктов переработки нефтяного, газового и нефтехимического сырья сбережение энергии будет оставаться одной из важнейших задач повышения эффективности предприятий нефтегазохимической промышленности.

Список использованных источников

1. BloombergNEF. New Energy Outlook2020. https://about.bnef.com/new-energy-outlook/
2. E.Kalinenko A journey down the stream //Hydrocarbon Engineering. – 2020. – N 11, V. 25. – pp. 12 – 18.
3. Пискунов И.В. Перспективы развития водородной энергетики и транспорта // Нефть. Газ.Новации. – 2020. – № 4 (233). – С. 18 – 21.
4. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г. Институт энергетических исследований РАН. Аналитический центр при правительстве РФ. 2014 г. https://ac.gov.ru/files/publication/a/2194.pdf
5. Усманов М.Р., Подвинцев И.Б., Гималетдинов Р.Р. Повышение производительности и эффективности производственных активов. Технологическая поддержка предприятий нефтепереработки, нефтехимии и газопереработки. – СПб.: Питер, 2018. – 304 с.

ИЗУЧЕНИЕ СПОСОБОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ И ЭКОЛОГИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ДООЧИСТКИ ХВОСТОВЫХ ГАЗОВ (ПРОЦЕСС СУЛЬФРИН)

Владислав Олегович Зеленков,
Руководитель: Ангелина Сергеевна Бахмутова
ЧПОУ «Газпром колледж Волгоград», проспект Университетский, д. 71,
г. Волгоград, 400011, Российская Федерация, mail.adm@vcgo.ru

В современной переработке высокосернистых газов в России на ООО «Газпром добыча Астрахань» и ООО «Газпром добыча Оренбург», а так же в Казахстане и Средней Азии, тема процесса доочистки отходящих газов является востребованной, т.к. получаемые отходящие газы процесса «Клауса» не полностью извлекают серосодержащие соединения серы, которые могут неблагоприятно сказываются на дальнейшей переработке газа, понижая его качество и вызывая коррозию оборудования и т.д. Для их утилизации применяется процесс «Сульфрин», стоимость которой составляет около 60% от стоимости установки получения серы, хвостовые газы которой перерабатываются в ней.

Существует большое число методов очистки углеводородного газа, которые условно относят к трем группам:

Абсорбционные методы по характеру используемого абсорбента делят на методы химической абсорбции (хемосорбции), физической абсорбции, комбинированные и окислительные.

Адсорбционные методы очистки газа основаны на селективном извлечении сероводорода твердыми поглотителями – адсорбентами.

Каталитические методы очистки газа от кислых компонентов используют в тех случаях, когда в газе присутствуют сернистые соединения, недостаточно полно удаляемые с помощью жидких поглотителей или адсорбентов. Процесс Сульфрин относится к данному типу методов очистки газа от кислых компонентов. [2]

Каталитический метод преобразования содержащегося в кислом газе сероводорода в элементарную серу, т.е. конверсии, основан на реакции Клауса:

$$2H_2S + SO_2 = 3/пS + 2H_20 + X \text{ ккал/моль},$$

где п - количество атомов серы в молекуле, зависящее от температуры реакции (от 2 до 8).

Эта реакция осуществляется в два этапа: на первом этапе (термическом) поток кислого газа подается в печь реакции, где смешивается с воздухом и сжигается, при этом происходит окисление примерно 1/3 сероводорода до диоксида серы при высокой температуре (900-1350 ^{o}C). В печах реакции наряду с основными идут побочные реакции образования сернистых соединений (H_2S, COS) и диоксида углерода.

На втором этапе (каталитическом) газ проходит два последовательно установленных каталитических реактора, где две трети неокисленного сероводорода реагирует с образующимся диоксидом серы:

$$2H_2S + SO_2 = 2H_2O + 3/пS_п + 22{,}2 \text{ ккал/моль}$$

Полученные на первом этапе сероорганические соединения подвергаются реакции гидролиза на катализаторе с образованием диоксида углерода и сероводорода. Степень конверсии после отделения Клаус увеличивается до 95%. Сера, получаемая на каждом этапе процесса, выделяется из реакционной среды путем конденсации, что позволяет перемещать равновесие реакции в направлении образования серы.

Для очистки хвостовых газов отделения Клаус и увеличения степени конверсии по установке до 99,6% применяется процесс Сульфрин. Основой процесса является реакция Клауса на катализаторе (активированном глиноземе) при температуре 150 ^{o}C. [1]

$$2H_2S+SO_2 = 2H_2O + 3/пS_п + 3500 \text{ ккал/моль.}$$

Эффективность установок производства серы из кислых газов обычно оценивают по общей степени конверсии сероводорода, зависящей от многих факторов, в числе которых [4] : состав кислого газа, поступающего на установку; параметры технологического режима (расход кислого газа и воздуха, поступающих на установку, их соотношение, температура в каталитических реакторах и конденсаторах серы); активность катализаторов, загруженных в каталитические реакторы; конструктивные особенности установок.

Степень конверсии сероводорода – степень превращения H_2S в элементарную серу, ее максимальное значение равно степени конверсии по термодинамическому равновесию. На практике извлечение серы всегда ниже, чем конверсия сероводорода по термодинамическому равновесию, часть серы теряется в виде не прореагировавших сероводорода, диоксида серы и сероуглеродистых соединений – серооксида углерода и сероуглерода. Кроме того, часть образовавшейся серы остается в газовой фазе, теряется с серным туманом и каплями жидкой серы, которые не улавливаются в конденсаторах, попадают в печь дожига, где окисляются до SO_2. А так же концентрация жидкой серы на поверхности катализатора не должна превышать определенного предела во избежание снижения степени очистки отходящих газов. Этот предел определяет продолжительность работы катализатора в стадии адсорбции и в стадии регенерации. [5]

При соблюдении норм технологического режима степень конверсии установок зависит от состояния катализатора, т. е. степени его дезактивации, качества применяемого катализатора, от его исходных характеристик. [3]

На ГПЗ накоплен большой опыт в процессе получения элементарной серы из сероводородсодержащего сырья, выполнен значительный объем работ по совершенствованию технологических процессов: на 1-й и 2-й очередях завода проектные установки доочистки хвостовых газов Клауса заменены на более совершенные установки Сульфрен, на 3-х очередях завода усовершенствована конструкция реакционных печей Клауса и конструкция отдельных аппаратов, внедрены новые отечественные катализаторы, модернизована система оптимизации процесса. Внедренные мероприятия позволили в значительной мере сократить выбросы вредных веществ в атмосферу, однако, на действующих установках Клауса России (Астрахань, Оренбург, Салават и др.) фактическая степень конверсии ниже 99,6%. Зарубежный опыт эксплуатации показывает, что на выходе дымовой трубы содержание сернистых соединений не превышает 250-300 ppm. Ни одна из действующих в России технологий Клаус+Сульфрен не обеспечивает указанное содержание сернистых соединений в дымовых газах.

Недостаточная технологическая и экологическая эффективность установок Клауса и Сульфрен по степени извлечения сернистых соединений из газа и как следствие - по содержанию сернистых соединений в выбрасываемых газах, требует использования новых технологических и технических решений, позволяющих интенсифицировать работу этих установок и повысить их экологичность.

Для установок производства серы, находящихся длительное время эксплуатации (как для Астраханского ГПЗ - более 30 лет), требуются постоянный поиск, разработка,

проведение соответствующих исследований и практическая реализация эффективных мероприятий (внедрения новых модернизированных процессов Клауса и доочистки).

Список используемых источников

1. Газоперерабатывающие предприятия России Оренбургский ГПК — Газоперерабатывающий и гелиевый заводы (ООО «Газпром Добыча Астрахань») / И.А. Голубева, Е.В. Родина, В.В. Можейкина. – Нефтеперработка и нефтехимия № 2, 2015. - С. 31-44.
2. Технологии очистки попутного нефтяного газа от сероводорода /А.М. Мазгаров, О.М. Корнетова. – Казань: Казан. ун-т, 2015. – 70 с.
3. Источники потерь серы и пути повышения эффективности работы установок Клауса и Сульфрен на ГПЗ ООО «Газпром добыча Оренбург / С.А. Фот, О.А. Калименева, М.В. Акимова / Газовая промышленность № 11, 201. - С. 106-111.
4. Молчанов С.А.. Брюхов А.А.. Егоров В.А. и др. Повышение эффективности работы гелиевого блока У-630 III очереди гелиевого завода 000 «Газпром добыча Оренбург» // Газовая промышленность. 2012. № 3. С. 84-86.
5. Научная статья Газоперерабатывающие предприятия России Оренбурский ГПК — Газоперерабатывающий и гелиевый заводы (ООО «Газпром Добыча Оренбург») // И.А. Голубаева, Е.В. Родина, В.В. Можейкина РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА К ДАЛЬНЕЙШЕЙ ПЕРЕРАБОТКЕ

Ковалёва Кристина Александровна
Руководитель: Вербитская Ирина Владимировна
ЧПОУ «Газпром колледж Волгоград», г. Волгоград

Добытая из недр земли нефть, помимо растворенных в ней газов, содержит некоторое количество примесей - частицы песка, глины, кристаллы солей и воду. Наличие солей и механических примесей вызывает эрозию и засорение труб печей и теплообменников, понижает коэффициент теплопередачи и повышает зольность мазутов и гудронов. Наличие воды приводит к резкому снижению производительности установки, повышенным расходам топлива и воды вначале для ее испарения и в дальнейшем для ее конденсации. При этом ухудшается четкость ректификации. Обычно в начальный период эксплуатации месторождения добывается безводная или малообводненная нефть, но по мере добычи ее обводненность увеличивается и достигает до (94 ± 4) %. Очевидно, что такую "грязную" и сырую нефть, содержащую к тому же легколетучие органические (от метана до бутана) и неорганические (H_2S, CO_2) газовые компоненты, нельзя транспортировать и перерабатывать на НПЗ без ее тщательной промысловой подготовки.

На сегодняшний день подготовка нефтей к переработке проводится в два этапа: на промысле и непосредственно на нефтеперерабатывающих предприятиях. На промысле нефть подвергается обезвоживанию: при неизменной концентрации солей в воде (без разбавления пресной водой) содержание воды уменьшается с 5-50 до 0,5 % (масс). При этом пропорционально снижается и содержание солей в нефти.

Системы сбора и транспортировки нефти. В условиях нефтяного пласта высокого давления газы растворены в нефти. Когда нефть поднимается на поверхность земли, то давление падает и выделяется растворенный газ. Важно в этот момент уловить его. Для этого

существуют различные системы промыслового сбора и транспортировки нефти, которые отличаются условиями транспортировки нефти и газа, схемами отделения газа от нефти.

Предпочтение отдается герметизированным системам сбора нефти и газа высокого давления с многоступенчатой сепарацией газа, так как при использовании одностадийной сепарации в нефти остается до 40 – 50 % попутного газа.

При многоступенчатой сепарации за счет дальнейшего снижения давления осуществляется вторая (и, при необходимости, третья) ступень отделения газа от нефти. Газ из сепараторов второй и третьей ступеней подается на ГПЗ под собственным давлением или с помощью компрессоров, а нефть подается в резервуары установок подготовки. В результате происходит полное отделение газа от нефти, уменьшение уноса капель нефти с газом, снижение энергозатрат на сжатие газа.

Стабилизация нефти. Даже после многостадийной промысловой сепарации в нефти остается очень значительное количество углеводородов C_1 – C_4. Большая часть этих углеводородов может быть потеряна при перекачке из резервуара в резервуар, при хранении и транспортировке нефти. Вместе с газами теряются ценные легкие бензиновые фракции.

Для устранения потерь газовых и бензиновых фракций, предотвращения загрязнения атмосферы и улавливания ценных газообразных компонентов требуется перед отправкой ее на дальнейшую переработку извлекать из нефти как можно больше углеводородов C_1 - C_4. Данная задача решается на установках стабилизации нефти, которые обычно располагаются в непосредственной близости от места ее добычи.

Переработка попутных газов и газового конденсата. Газы, отделенные от нефти, природные газы, содержат предельные углеводороды от метана до гексана включительно. С месторождений природный и попутный газ поступают на газоперерабатывающие заводы. Сюда же поступают газы и конденсат с газоконденсатных месторождений.

ГПЗ выполняет следующие операции по переработке газов и газоконденсата:

1) отбензинивание газа, т.е. выделение из газов так называемых нестабильных бензинов - углеводородов C_3 и выше;

2) сжатие отбензиненного газа до давления, необходимого для подачи его потребителям;

3) разделение нестабильного бензина на отдельные углеводороды, такие как пропан, бутан, изобутан и стабильный бензин.

На ГПЗ также используются установки по осушке и очистки газа от сероводорода. Процесс происходит с помощью специального оборудования и использования жидких абсорбентов.

Обезвоживание и обессоливание. Для обеспечения высоких показателей работы установок по переработке нефти и газоконденсата в них необходимо подавать нефть/газоконденсат с содержанием солей не более 5 г/л и воды 0,1 %. Поэтому, нефть поступающую на нефтеперерабатывающий завод подвергают дополнительному обезвоживанию и обессоливанию.

Сущность процесса электрообессоливания заключается в ее водной промывке путем смешения нагретой нефти с пресной водой с последующим разрушением образованной эмульсии и отделением воды от нефти. Разрушение эмульсии и отделение воды от нефти осуществляется в электродегидраторах под действием переменного тока высокого напряжения, температуры и специально вводимого в нефть деэмульгатора. Деэмульгатор представляет собой поверхностно-активные вещества (ПАВ), которые разрушают

водонефтяную эмульсию и позволяют глобулам воды соединиться. Мощное переменное электрическое поле создаваемое в электродегидраторе, активизирует перемещение капелек воды вдоль линий силового поля, они соударяются, укрупняются, вода выпадает из нефти, и с растворенными в воде солями выводится из нижней части аппарата.

Реагенты, применяемые в качестве деэмульгаторов для разрушения нефтяных эмульсий, должны обладать следующими свойствами:

- способностью проникать на поверхность раздела фаз нефть –вода;
- вызывать флокуляцию и коалесценцию глобул воды;
- хорошо смачивать поверхность механических примесей.

Качественными и универсальными отечественными деэмульгаторами нефтяных эмульсий являются проксанолы, проксамин и дипроксамин.

К эффективным способам относят тепловую обработку эмульсий, которая заключается в подогреве до оптимальной температуры, что способствует снижению вязкости, вследствие чего облегчаются условия разделения воды и нефти, повышается растворимость в нефти части эмульсионных нефтерастворимых пленок. При повышении температуры происходит увеличение скорости движения капель, что ускоряет их осаждение.

Эти процессы осуществляют на технологической установке – (ЭЛОУ) электрообезвоживающая и обессоливающая установка. Для обеспечения требуемой степени очистки до требуемого уровня, электродегидраторы работают последовательно в две и более ступени.

В целом можно сказать, что подготовка нефти и газа к дальнейшей переработке включает целый комплекс операций по удалению нежелательных компонентов из сырой нефти для минимизации их пагубного воздействия на технологическое оборудование установок нефтегазопереработки.

Список используемых источников

1. Вержичинская, С.В. Химия и технология нефти и газа: учебное пособие. - 4-е изд., испр. и доп. / С.В. Вержичинская, Н.Г. Дигуров, С.А. Синицын - М.: ФОРУМ: Инфра-М, 2020. - 416 с.: ил.
2. Гуревич, И.Л. Технология переработки нефти и газа / И.Л. Гуревич – М.: Химия, 2019. – 122с.
3. Зиберт, К.Г. Подготовка и переработка углеводородных газов и конденсата. Технологии и оборудование / К.Г. Зиберт, А.Д. Седых. – М.: ОАО «Недра-Бизнесцентр», 2016. – 142 с.
4. Капустин, В.М. Химия и технология переработки нефти. / В.М. Капустин, М.Г. Рудин - М.: Химия, 2018. - 496 с.: ил.
5. Эрих, В.Н. Химия и технология нефти и газа / В.Н. Эрих, М.Г. Расина, М.Г.Рудин. – М.: Химия, 2017. – 333 с.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКИ

Кумуков РобертЭльбрусович
Руководитель: Родин Иван Павлович
ЧПОУ «ГАЗПРОМ КОЛЛЕДЖ ВОЛГОГРАД», г. Волгоград

Нефтегазовая отрасль серьезно интегрирует современные технологии в каждый этап, от добычи природных ресурсов до систем распределения газа потребителям.

Переработка природного газа - переработка добываемых природного и попутного нефтяного газов, с целью получения нефтехимических продуктов.

Природный газ образуется в слоях пористых пород, в которых содержатся уголь и нефть. Кроме нужных для человека элементов в нем содержатся примеси, затрудняющие процесс его транспортировки и использования потребителями. На месторождениях газ осушается, с целью извлечения серы и воды. После этого он отправляется на газоперерабатывающие заводы, где подвергается вторичной переработке, перед отправкой потребителям (рисунок 1).

Рисунок 1

Главной задачей газоперерабатывающих заводов по всему миру является максимальная степень извлечения всех сторонних элементов из газа и доведение его до товарного состояния, при условии не нанесения вреда земным недрам и окружающей среде, а также минимальных денежных вложениях. Все современные способы переработки природного газа, которые применяются в мире, можно разделить на:

- Термохимические.
- Физико-энергетические.
- Химико-каталитические.

Термохимические способы подразумевают термическое воздействие на природный газ, в результате чего образуются непредельные углеводороды. Процесс протекает при очень высоких температурах и давлениях. Основными продуктами газопереработки являются гелий, метанол, формальдегид, этан, уксусная кислота и аммиак. Самым распространенным методом является парциальное окисление метана.

Физико-энергетические способы используются для сжатия газа и его разделения на составляющие при помощи нагревательных и охлаждающих установок. Обычно данная технология используется прямо на месторождениях. Сначала для сжатия газа использовались компрессоры, но им на смену пришли нефтяные насосы и эжекторы.

Химико-каталитический способ переработки природного газа предполагает превращение метана в синтез-газ, который подвергается дальнейшей переработке.

Превращение метана в синтез-газ можно осуществить тремя методами: парциальным окислением, углекислотной конверсией и паровой конверсией. Самым распространенным методом является парциальное окисление метана. Преимуществами этого метода являются отсутствие необходимости в использовании катализаторов и высокой скорости реакции *Синтез-газ - это смесь водорода и монооксида углерода.*

Альтернативный процесс переработки попутного газа в бензин или легкий газовый конденсат включает в себя помимо получения синтез-газа две стадии (рисунок 2). На первой стадии синтез-газ превращается в диметиловый эфир с примесью метанола (оксигенаты) при 220–280 °С и давлении 5 МПа. Вторая стадия включает в себя получение бензиновой фракции из оксигенатов. В процессе используются катализаторы на основе модифицированного цеолита типа ZSM-5. В зависимости от использованного катализатора возможно получение продуктов с различными характеристиками, что позволяет говорить о высокой гибкости процесса [4].

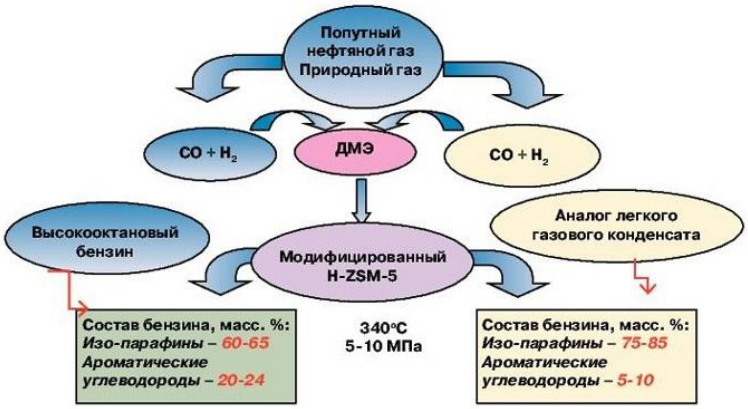


Рисунок 2

Нефтепереработка - отрасль промышленности, основанная на комплексной переработке нефти и газового конденсата в ценные продукты народного хозяйства: моторные топлива (бензин, керосин, дизельное и реактивное топливо), масла и смазки, котельное и печное топливо (мазут), сырьё для нефтехимии, электродный кокс, строит. материалы (битумы, гудрон, асфальт).

Нефтепереработка (рисунок 3) в России на сегодняшний день – одна из ключевых отраслей промышленности. Страна занимает третье место в мире по объемам перерабатываемого сырья. Для сохранения ее роли необходимо учитывать указанные факторы. В 2012 г. в России было добыто около 518 млн. т. нефти, а переработано – 268,2 млн. т. Несмотря на это, наблюдается существенное отставание по степени использования нефти, о чем свидетельствует низкий уровень конверсии нефтяного сырья в более ценные продукты переработки: средний показатель глубины переработки нефти на НПЗ России составляет около 71%. До начала программ модернизации на 11 предприятиях глубина переработки нефти составляла менее 65% и только на шести НПЗ превышала 80%, приближаясь к уровню современных зарубежных НПЗ (85–95%). Отставание отрасли от развитых стран связано, прежде всего, с крайне невысокой долей вторичных процессов – 17% (на европейских НПЗ – 45–50%, в США – 55%).

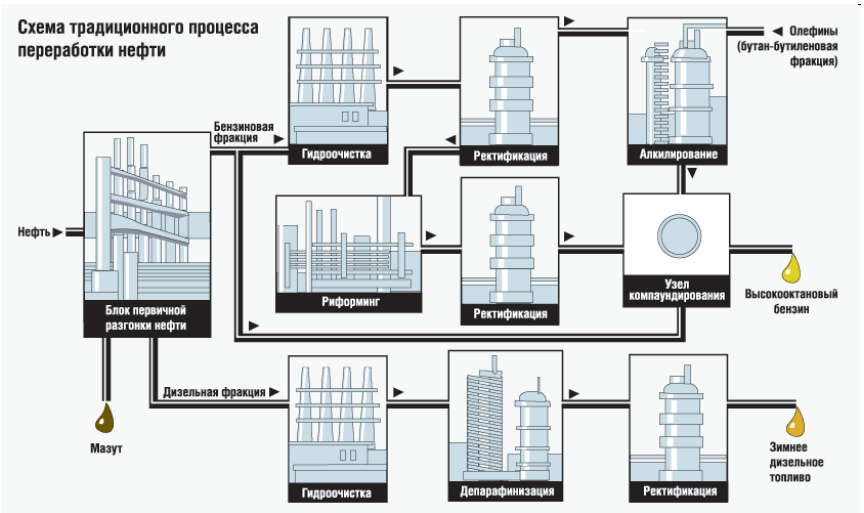


Рисунок 3

Одна из приоритетных задач современной нефтегазопереработки- Энергосбережение.

Энергосбережение - это реализация комплекса организационных, правовых, производственных, научных, экономических, технических и других мер, направленных на рациональное использование и экономное расходование топливно - энергетических ресурсов.

Вопросы энергоэффективности и энергосбережения являются приоритетными для современной нефтяной и газовой промышленности, транспорта и других отраслей. Особенно важно это стало в рамках новой климатической повестки, направленной на снижение загрязнения атмосферы продуктами сгорания углеродсодержащих топлив. Для повышения энергоэффективности НПЗ, ГПЗ используется комплексный подход, основанный на применении целого набора оптимизационных мероприятий.

Текущее потребление энергии в мире постоянно растет и, согласно прогнозам, будет расти и дальше (рис.4 прогноз мирового потребления[1]). При этом основными первичными источниками энергоресурсов остаются уголь, нефть и газ, хотя в последние годы возрастает роль возобновляемых источников энергии (ВИЭ), включая биотопливо. В 2019 году доля возобновляемых источников энергии в производстве электроэнергии составила 34 %, вместе с ядерной энергетикой – 39 % [1].

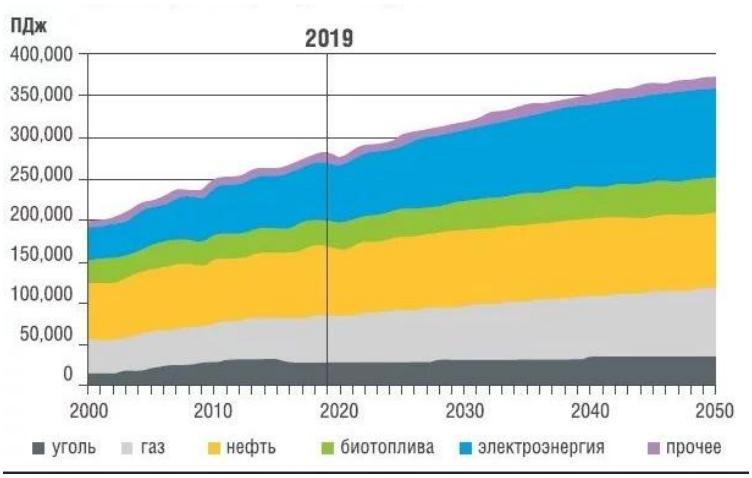


Рисунок 4

Пандемия 2020 г. внесла большие корректировки в баланс мирового спроса и предложения, однако многие эксперты сходятся во мнении, что пик потребления нефти и газа еще не пройден [2].

По данным Международного энергетического агентства, мировой спрос на энергию к 2040 году увеличится на 30 %, в связи с чем проблема сбережения энергии приобретает все большее значение.

Слова энергоэффективность и энергосбережение часто упоминаются вместе. Несмотря на существующую взаимосвязь, все же это разные понятия. Эффективность означает получение необходимого результата с использованием меньшего количества энергии. Сбережение – это потребление меньшего количества энергии или вовсе отказ от ее использования. Эффективность часто приводит к сбережению энергии, но не наоборот.

Поскольку в качестве основных источников энергии в большинстве случаев используются различные горючие ископаемые (при этом в разных странах преобладают те или иные, в зависимости от того, кто чем располагает), то для оценки потребления энергии в общем хозяйстве (в промышленном, бытовом секторе и др.) введены понятия условное топливо (у.т.) и нефтяной эквивалент (н.э.). Все источники энергии оцениваются величиной удельной энергоемкости, или калорийности (см. таблицу).

ТАБЛИЦА Энергетические эквиваленты горючих ископаемых

Вид горючего ископаемого	Удельная энергоемкость, Q, ГДж/т	Условное топливо (у.т.), т/т	Нефтяной эквивалент (н.э.), т/т
Уголь каменный	27,6	0,95	0,66
Уголь бурый	13,8	0,47	0,54
Нефть	41,9	1,44	1,0
Природный газ	37,7 ГДж/1000 м^3	1,3т/1000 м^3	0,9т/1000 м^3
Условное топливо	29,0	1,00	0,70

Условное топливо – это усредненное топливо с удельной энергоемкостью 29 ГДж/т Г, что сопоставимо с теплотой сгорания каменного угля или нефтяного кокса.

Основные общие принципы энергосбережения:

- использование альтернативных возобновляемых источников энергии,
- использование вторичных энергетических ресурсов,
- применение неэнергоемких технологий и оборудования,
- принятие мер по рациональному использованию имеющихся энергоресурсов,
- проведение оценки экономической целесообразности применения любых энергосберегающих технологий и решений,
- повышение эффективности электростанций, потребляющих различные виды энергоносителей.

Анализ величины потерь от различного вида оборудования на нефтеперерабатывающем заводе показывает, что наибольшими потерями характеризуется трубчатая печь. Совершенно ясно, что основной потенциал экономии (90 %) заключается в самих технологических процессах, особенно в схеме рекуперации тепла. В целом

модернизацию, направленную на повышение энергетической эффективности, на энергосбережение, следует начинать с реакторной системы, системы разделения и системы теплообмена. Правильное проектирование схемы рекуперации тепла позволяет значительно снизить нагрузку на печи, паровые подогреватели, а также водяные и воздушные холодильники. За счет этого снижение потребления энергоносителей может составить 10 – 20 % (а в отдельных случаях – до 40 – 50 %) от начального энергопотребления [6].

Снизить общие потери энергии позволяет совмещение технологических установок. Здесь следует отметить отечественные разработки в области создания базовых проектов комбинированных установок нового поколения. Такой подход позволяет повысить эффективность использования топливно-энергетических ресурсов. Укрупненные и особенно мощные комбинированные установки, сочетающие несколько технологических процессов, исключают ряд повторных нагревов и охлаждений промежуточных фракций и продуктов.

23 июля 2020 года президент России Владимир Путин по видеосвязи дал старт работе нового комплекса «Евро+» Московского нефтеперерабатывающего завода компании «Газпром нефть» [7]. Масштабный инфраструктурный проект, высокотехнологичный комплекс переработки нефти «Евро +» заменит сразу пять установок предыдущего поколения. Фактически на месте завода строится новое производство. Из эксплуатации последовательно выводятся устаревшие производственные объекты и запускаются новые промышленные комплексы.

Работа комплекса контролируется в режиме реального времени. Для этого создана единая цифровая 3D-модель «Евро +», с помощью которой доступ к инженерным данным можно получить за несколько секунд. Установлено 15 тыс. датчиков и контрольно-измерительных приборов.

Благодаря «Евро+» Московский НПЗ улучшит показатели энергоэффективности, повысит объем и глубину нефтепереработки, увеличит выход светлых нефтепродуктов, при этом значительно сократив воздействие на окружающую среду.

Комплекс сочетает современные технологии переработки нефти, один из самых высоких в отрасли уровней автоматизации, а также инновационные цифровые решения. При создании комплекса учитывались и все возможные способы энергосбережения [7].

Применительно ко всем предприятиям нефтегазопереработки и нефтехимии для увеличения эффективности и энергосбережения уже работающих и строящихся установок необходима разработка способов сокращения энергозатрат. Экономия энергоносителей может быть достигнута следующими основными способами: оптимизацией системы теплообмена; вовлечением в рекуперацию максимального количества основных технологических и вспомогательных потоков; использованием высокоэффективных теплообменных аппаратов, прежде всего трубчатых печей.

Список используемых источников

1. BloombergNEF. New Energy Outlook2020. https://about.bnef.com/new-energy-outlook/
2. E.Kalinenko A journey down the stream //Hydrocarbon Engineering. – 2020. – N 11, V. 25. – pp. 12 – 18.
3. Пискунов И.В. Перспективы развития водородной энергетики и транспорта // Нефть. Газ.Новации. – 2020. – № 4 (233). – С. 18 – 21

4. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г. Институт энергетических исследований РАН. Аналитический центр при правительстве РФ. 2014 г. https://ac.gov.ru/files/publication/a/2194.pdf
5. Усманов М.Р., Подвинцев И.Б., Гималетдинов Р.Р. Повышение производительности и эффективности производственных активов. Технологическая поддержка предприятий нефтепереработки, нефтехимии и газопереработки. – СПб.: Питер, 2018. – 304 с.
6. Капустин В.М., Рудин М.Г., Кукес С.Г. Справочник нефтепереработчика. – М.: Химия, 2018. – 416 с.
7. Комбинированная установка переработки нефти ЕВРО+ запущена на МНПЗ https://pronpz.ru/ustanovki/mnpz-euro-plus.html
8. Jir Jarom r Kleme , Petar Sabev Varbanov, Sharifah Rafidah Wan Wan Alwi, Zainuddin Abdul Manan. Process Integration and Intensification: Saving Energy, Water and Resources. – Walter de Gruyter GmbH & Co KG, 2014-05-26. – 268 с. – ISBN 9783110306859.
9. Яицких Г., Трибелустов Р., Вахрушин П. Энергоэффективное проектирование. Оптимизация рекуперации тепла установки ЭЛОУ-АТ // Oil & gas Journal Russia. – 2016. – № 12. – С. 68 – 72.
10. Глаголева О.Ф., Капустин В.М., Пискунов И.В., Усманов М.Р. Регулирование агрегативной устойчивости сырьевых смесей и товарных нефтепродуктов (обзор) // Нефтехимия. – 2020, – т. 60, № 5, – с. 577 – 585.
11. Глаголева О.Ф. Капустин В.М. Повышение эффективности процессов подготовки и переработки нефти (обзор) // Нефтехимия. – 2020, – т. 60, № 6, – с. 745 – 754.

ОСУШКА ГАЗА КАК ОДИН ИЗ СПОСОБОВ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ

Лазарева Карина Дмитриевна, Павлова Татьяна Сергеевна,
Руководитель: Вербитская Ирина Владимировна
ЧПОУ «Газпром колледж Волгоград», г. Волгоград

В газовых и газоконденсатных месторождениях газ в пластовых условиях насыщен водными парами. Содержание паров воды в природном насыщенном газе растет с повышением температуры и понижается с увеличением давления. Насыщение природных газов парами воды является одним из факторов образования гидратов.

Гидраты природных газов представляют собой физико-химическое соединение воды с углеводородами внешне похожими на прессованный снег, который переходит в лёд. Скапливаясь в технологическом оборудовании и газопроводах, гидраты могут вызвать частичную или полную их закупорку и тем самым нарушить нормальный режим технологических процессов.

Борьба с образованием кристаллогидратов приобретает особую актуальность с ростом добычи газа на месторождениях Сибири и Крайнего Севера, так как из-за низких пластовых температур и суровом климате этих районов создаются благоприятные условия для образования гидратов.

В этой связи интерес представляет возможность предупреждения образования кристаллогидратов путем осушки газа методом абсорбции.

Абсорбцией называется процесс поглощения компонентов газа жидкими поглотителями-абсорбентами. Этот процесс основан на различии давлений насыщенных паров влаги в сырьевом газе и над раствором абсорбента, контактирующим с газом. При контактировании газа с осушителями абсорбция (извлечение) влаги протекает до тех пор, пока парциальное давление влаги в газе не достигнет величины ее же парциального давления над раствором осушителя (абсорбента). Абсорбция бывает двух видов:

- физическая (в процессе физической абсорбции поглотитель и инертный газ не принимают участия в процессе перехода компонента из фазы в фазу и не растрачиваются);

- химическая (химическая абсорбция предполагает реакцию, которая происходит в результате химического взаимодействия поглотителя с компонентом санитарной очистки газов, в результате образуется отбросный раствор, который после стадии обезвреживания обычно сливают в канализацию).

Абсорбенты, введенные в насыщенный водными парами поток природного газа, частично поглощают их и переводят вместе со свободной водой в раствор, который или совсем не образует гидратов, или образует при температурах более низких, чем температура гидратообразования (ниже минус 20 °С при наличии чистой воды). Температура точки росы при этом также значительно снижается. Также для экономической эффективности применения отработанные растворы гликолей регенерируются (процесс десорбции извлечение воды из раствора гликолей) и вновь возвращаются в процесс абсорбции.

Интенсификация абсорбционных процессов переработки газов связана с выбором абсорбента, давления и температуры процесса, поддержанием качественных показателей циркулирующего в системе абсорбента и т.д.

Сам процесс абсорбции проводится в цилиндрическом сосуде-абсорбере и одним из важных моментов является правильный подбор улавливающей жидкости-абсорбента. Поэтому абсорбенты, применяемые для извлечения из газа различных углеводородов, должны отвечать ряду общих требований, таких как:

- хорошая растворимость парогазовых примесей, которая определяет емкость абсорбента;

- повышенная температура кипения (выше 150 °С), что уменьшает потери абсорбента;

- низкая вязкость, которая увеличивает скорость массо- и теплопередачи, перекачивания;

- избирательность при разделении газовых смесей;

- термохимическая устойчивость, что важно в циклических абсорбционных процессах.

В качестве абсорбента для осушки природного газа широко применяют метиловый спирт (метанол) и гликоли: диэтиленгликоль (ДЭГ), триэтиленгликоль (ТЭГ) и этиленгликоль (ЭГ). Гликоли представляют собой бесцветные или слабо окрашенные в желтый цвет жидкости.

На современных промыслах чаще применяют диэтиленгликоль (ДЭГ), триэтиленгликоль (ТЭГ). Реже, при осушке впрыском в теплообменники в качестве ингибитора гидратообразования используется этиленгликоль (ЭГ). Ряд производных ди- и триэтиленгликоля или побочные продукты, получаемые при их производстве (этилкарбинол, тетраэтиленгликоль, пропиленгликоль и др.), хотя и обладают высокой гигроскопичностью, широкого применения в качестве осушающих агентов не нашли.

Диэтиленгликоль (CH_2OH-CH_2–O-CH_2–CH_2OH) – это бесцветная жидкость с температурой кипения 244,5 °С и плотность 1,117. В основном именно ДЭГ применяют в качестве обезвоживающего агента при осушке природных газов (иногда проводят совместную осушку и очистку газов от сероводорода смешанными растворами этаноламинами и ДЭГ).

ТЭГ имеет меньшую летучесть, обеспечивает более значительное понижение «точки росы» и более высокую температуру разложения. Также при применении триэтиленгликоль значительно уменьшаются выбросы бензола, толуола, ксилола и этилбензола.

Преимущество ДЭГа перед ТЭГом – меньшая склонность к ценообразованию при содержании в газе конденсата. Однако, поскольку ДЭГ имеет большее значение давления пара, он имеет большие потери.

Чем выше концентрация подаваемого гликоля, тем глубже степень осушки. Концентрация гликоля зависит от эффективности его регенерации. При атмосферном давлении ДЭГ можно регенерировать до 96,7 %, а ТЭГ - до 98,1 %. Гликоли в чистом виде не вызывают коррозии углеродистых сталей. Регенерация гликолей проводится до получения свежего раствора. Потери гликолей при использовании их в качестве ингибиторов гидратов складываются из потерь при регенерации (термическое разложение и унос), потерь в результате неполного отделения от газа в сепараторах, растворения гликолей в конденсате и газе, всевозможных утечек и др.

Эффективность абсорбции зависит от температуры и давления, числа тарелок в абсорбере, количества и качества абсорбента. Увеличение числа тарелок (а их устанавливают в абсорбере 14-18 шт.) оказывает такое же влияние, как и увеличение количества циркулирующего абсорбента.

Десорбция - это явление, при котором вещество высвобождается с поверхности или через нее. Этот процесс противоположен абсорбции.

Процесс абсорбции осуществляется в вертикальном цилиндрическом сосуде-абсорбере. Газ и абсорбент контактируют на тарелках, смонтированных внутри аппарата, перемещаясь противотоком: газ поднимается снизу вверх, а абсорбент стекает сверху вниз. Абсорбент по мере своего движения насыщается поглощаемыми им компонентами или влагой и через низ колонны подается на регенерацию. С верха колонны уходит осушенный газ, а снизу обводненный абсорбент. Обводненный (насыщенный влагой) абсорбент поступает в десорбер. Насыщенный гликоль, предварительно подогретый в теплообменнике, подается в середину десорбера. Сверху его выходят пары воды, которые конденсируются и конденсат частично возвращается наверх десорбера в качестве орошения. Вниз десорбера подводится тепло путем подогрева части гликоля. Регенерируемый гликоль, как правило, может содержать не более 5 % массовых воды. Далее он охлаждается в теплообменнике–холодильнике и возвращается в абсорбер.

Исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод, что качественная осушка природных газов напрямую зависит от тщательного анализа требований по условиям осушки и правильном выборе абсорбента, давления и температуры процесса.

Основные преимущества адсорбционного метода осушки газа:

– не высокие перепады давления

– низкие эксплуатационные расходы;

– возможность осушки газов с высоким содержанием веществ, разрушающих твёрдые сорбенты;

Иногда применяется комбинированная осушка газа вначале жидким поглотителем, а затем доосушка твердым адсорбентом.

Список используемых источников

1. Ахмето,в С.А., Баязитов, М.И., Кузеев, И.Р., Сериков, Т.П. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа // ред. С.А. Ахметова / Недра.СПб

2. Донских, Б.Д. Разработка методов исследования эффективности работы установок промысловой подготовки природного газа: Диссертация на соискание ученой степени к.т.н. // Газпром ВНИИГаз. М., 2011. С. 144.

3. Истомин, В.А., Федулов, Д.М., Сергеева, Д.В. и др. Гидратообразование при добыче газа на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении. Часть 1. // Газовая промышленность. 2022. С 46-54.

4. Телишева, К.С., Стародуб, М.В. АБСОРБЦИОННАЯ ОСУШКА *ГАЗА //* Международный студенческий научный вестник. – 2018. – № 3-4.

ВИДЫ И СПОСОБЫ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ АНАЛИЗА НЕФТИ

Выполнил: Латфулин Ильнар Ринатович
Руководитель: Школьникова Галина Николаевна
ГБПОУ “ Самарский политехнический колледж”

На современном этапе технического развития нефть и продукты ее переработки являются источником основных видов жидкого топлива: бензина, керосина, реактивного, дизельного и котельного. Из нефти вырабатывают смазочные и специальные масла, нефтяной пек, кокс, различного назначения битумы, консистентные (пластичные) смазки, нефтехимическое сырье - индивидуальные алканы (парафиновые углеводороды), алкены (олефины) и арены (ароматические углеводороды), жидкий и твердый парафин. Из нефтехимического сырья, в свою очередь, производят ряд важнейших продуктов для различных областей промышленности, сельского хозяйства, медицины и быта: пластические массы; синтетические волокна, каучуки и смолы; текстильно-вспомогательные вещества; моющие средства; растворители; белково-витаминные концентраты; различные присадки к топливам, маслам и полимерам; технический углерод.

Анализ нефти — нужен для того, чтобы контролировать качество продукта, и соблюдать все необходимые технические моменты во время производственной работы изготовления дизельного топлива, бензина, керосина и т. д. Лабораторными аппаратами пользуются не только предприятия, занимающиеся сырьем, но и мелкие предприятия и организации.

Анализ газа — это процесс, в результате которого устанавливается качественный и количественный состав газовых смесей.

Лабораторные методы анализа

- **Электрохимические**. Базируются на превращении химической энергии в электрическую. Сопутствующие показатели силы тока, напряженности электромагнитного поля и др. дают представление о составе изучаемого продукта;
- **Спектральные** (оптические). Для анализа состава используется способность различных веществ излучать электромагнитные волны разных длин. Основными

видами исследований являются спектроскопии инфракрасной (ИК), ультрафиолетовой (УФ) и видимой областей, ядерного магнитного резонанса (ЯМР), электронного протонного резонанса (ЭТР);

- **Термические.** Основаны на свойстве веществ менять свои физико-механические характеристики под действием тепловой энергии. Аналитическими маркерами являются изменение массы, энтропии, теплопроводности;
- **Хроматографический** (сорбционный) анализ. Суть метода заключается в пропускании нефтепродуктов через твёрдый абсорбент, в результате чего состав разделяется на отдельные компоненты;
- **Элементарный анализ**. Используется способность сложных углеводородов разлагаться на простые неорганические вещества, количество которых измеряется принятыми способами.

Определение серы в нефтепродуктах

Определение серы можно проводить различными методами. Для легких нефтепродуктов применяют ламповый метод или сжигание в кварцевой трубке. Для средних и тяжелых нефтепродуктов пригоден метод смыва конденсата при сжигании образца в калориметрической бомбе. Сущность лампового метода заключается в сжигании нефтепродукта некоптящим пламенем в специальной лампе и улавливании образовавшегося диоксида серы в абсорберах с раствором соды. Последующим титрованием избытка соды определяют ее количество, пошедшее на связывание диоксида серы, и вычисляют количество серы. Метод сжигания в трубке принципиально ничем не отличается от лампового метода, только образовавшийся в процессе горения диоксид серы окисляют пероксидом водорода до триоксида серы; дальнейшее определение ведут как в предыдущем методе. Принцип метода смыва бомбы заключается в сжигании нефтепродукта в калориметрической бомбе, в которую предварительно залито 10 см3 дистиллированной воды. После сжигания воду из бомбы и смывы ее со стенок и других деталей переносят в колбу, подкисляют, кипятят для удаления СО2, затем добавляют хлорид бария. Выпавший осадок сульфата бария выделяют, сушат и по его массе вычисляют содержание серы.

Список используемых 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.

ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ ЛИКВИДАЦИИ ДОННЫХ ОСТАТКОВ В СЫРЬЕВЫХ НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ

Любовцев Никита Сергеевич,
Матвеев Богдан Михайлович
Руководитель Леонтьева Наталья Юрьевна,

Наиболее важной задачей при хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарах является обеспечение его надежной эксплуатации на протяжении всего срока службы. Вовремя проведенная очистка резервуаров от остатков нефтепродуктов, влаги, механических примесей и высоковязких смолистых осадков, обеспечивает бесперебойную работу всего комплекса по транспорту и хранению нефти и нефтепродуктов.

Донные отложения - это плотная не текучая масса, которая состоит из асфальтенов, смол, парафинов, твердых песчано-глинистых частиц, минеральных солей, металлорганических соединений и подтоварной воды.

Количество отложений зависит от срока эксплуатации, технологии хранения и качества принимаемого продукта. Минимальное количество донных отложений образуется в зоне приёмно-раздаточных патрубков, основное количество накапливается на противоположной стороне. Наличие отложений препятствует движению нефти и перемешиванию ее различных слоев, способствует локализации концентрированных агрессивных растворов солей, уменьшает полезный объём резервуара, ускоряет коррозионные процессы в районе днища, сварного шва и первого пояса резервуара. Оценка объемов осадка затруднена, поскольку его распределение по площади днища неравномерно: чем дальше от приемо-раздаточных патрубков, тем осадок толще. С течением времени происходит уплотнение осадка, что существенно затрудняет его вымывание. Кроме этого, из-за трудности в очистки резервуаров степень поражения днища коррозией в большинстве случаев остается не выявленной и становится известной только после прорыва днища.

Процесс очистки резервуара от отложений нефтепродуктов включает следующие этапы: проведение мероприятий по обеспечению безопасности выполнения работ; подготовка отложений к откачке и откачка отложений; переработка и утилизация осадков; дегазация полости резервуара; очистка стен, днища и внутренних конструкций резервуара; контроль качества очистки и передача резервуара для обследования, ремонта и эксплуатации.

В настоящее время разработано большое количество методов очистки резервуаров товарной нефти от донных отложений. Выбор того или иного метода зависит от характера отложений, конструктивных особенностей резервуара, рентабельности и т. д. Для очистки нефтяных резервуаров применяются следующие методы:

-ручной метод очистки резервуаров, при котором с помощью ручного инструмента отложения очищаются, извлекаются и вывозятся для ликвидации, после чего резервуар промывают водой температурой 30–50 0С под давлением 0,2–0,3 МПа откачивая ее насосом вместе со шламом.

-механизированный способ очистки резервуаров с помощью механических моечных машин и роботов позволяет сократить время простоя резервуаров и значительно снизить последствия вреда здоровью рабочего персонала. Они включают в себя использование одного из следующих видов оборудования: электромеханических мешалок типа «Тайфун»;

веерных сопел; струйных гидравлических смесителей; химико-механизированный способ очистки с помощью специально подобранных моющих средств распыляемых моечными машинами при температуре раствора 45–50 ^{0}С, подогрев нефти

Наиболее эффективный, на мой взгляд, схема подогрева и циркуляции нефти в нефтяных резервуарах.

Образование осадка в нефтяных резервуарах связано с выделением и последующим осаждением твердой фазы. На ниже представленных рисунках видно, что при температуре окружающей среды от минус 4,7 до минус 5,1^0 С количество донных осадков достигает 35 – 40 % объема резервуара.

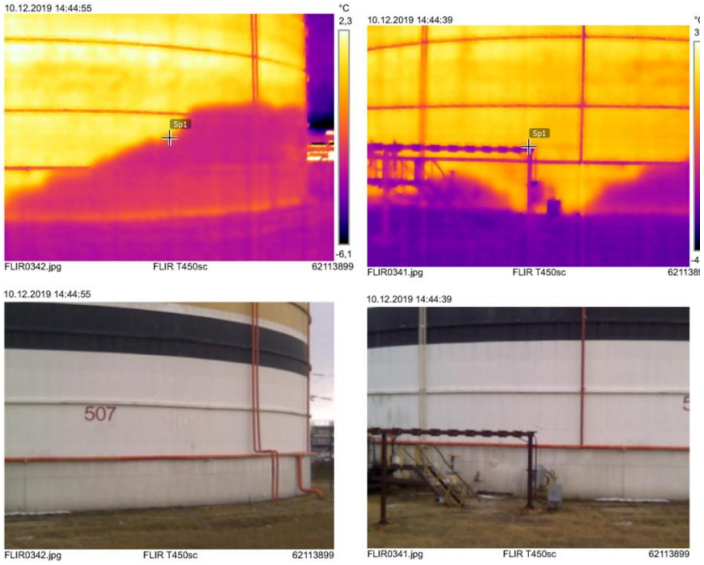


Рисунок 1 Количество донных остатков в резервуаре, определенное с помощью тепловизора. Выделение твердой фазы зависит от физико-химических характеристик нефти, температуры и ряда других факторов, интенсивность накопления осадков зависит от конструктивных и технико-эксплуатационных особенностей емкостей.

При длительном хранении нефти различной плотности и вязкости с учетом постоянно меняющегося температурного режима хранения, вызванного переменой климатических условий, на днище и стенках резервуара происходит скапливание отложений.

Предлагаем вариант размыва донных осадков используя систему подогрева циркуляции нефти, находящейся в резервуаре. Эта работа может производится без исключения резервуара из производственной схемы.

Комплекс для размыва нефтяного остатка с использованием подогретой циркулирующей нефти состоит в следующем:

- подогрев нефти , за счет ее нагрева в теплообменниках;
- устройства «Тайфун – 24»;
- струйно-гидравлического смесителя (СГС).

Подогрев нефти является одним из наиболее значимым процессом в предлагаемом варианте.

Нефть из резервуара через приёмо-раздаточный патрубок перекачивается насосом в теплообменники, где нагревается за счет теплоносителя - водяного пара до 40 – 50^{0}С т.е. до температуры выше температуры нефти, находящейся в резервуаре.

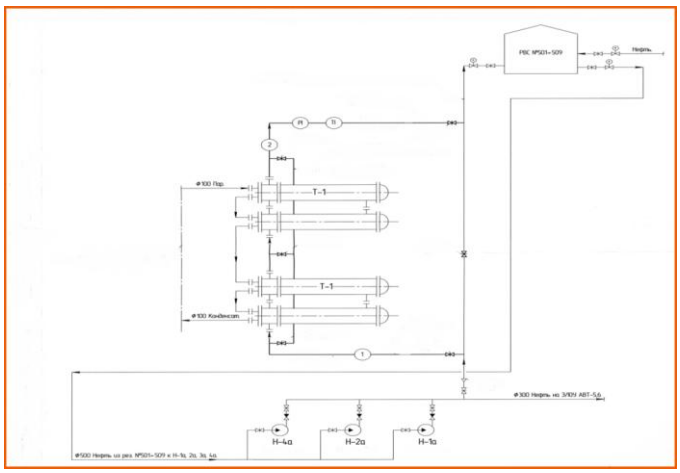


Рисунок 2 Схема организации подогрева и циркуляции нефти в нефтяном резервуаре.

Через струйно – гидравлический смеситель нефть поступает в резервуар. Таким образом, будет налажена циркуляция подогретой нефти.

В качестве теплоносителя выбран водяной пар, который подается под давлением до 0.4 МПа из общезаводской сети. Водяной пар способен нагреть нефть до 90^0С.

Выбор в качестве теплоносителя водяного пара обосновывается минимальной пожарной безопасностью, высокой удельной теплоёмкостью, простотой транспортировки и высокой эффективностью подогрева.

После осуществления подогрева нефти в работу включается устройство «Тайфун – 24», который выполняет так же не менее важную роль в данной схеме, а именно перемешивание холодной нефти с циркулирующей и предварительно подогретой нефтью. Таким образом, данная схема размыва донных отложений позволит снизить способность нефти к застыванию и уменьшить количество отложений. Завершающим этапом в работе данной схемы будет введение струйно - гидравлических смесителей, которые позволят повысить эффективность работы за счет срыва нефтяного остатка с днища резервуара и высокой эффективности гомонизации.

Основными достоинствами выше представленной схемы являются:

- снижение экономических затрат за счет того что вся нефть равномерно перемешивается в резервуаре;
- снижение количество осадков;
- увеличение ёмкости (полезного объема) резервуара;
- увеличение оборачиваемости;
- единое вовлечение в процесс;
- усреднение качества нефти;
- в работе задействован лишь 1 резервуар;
- сокращение срока подготовки резервуара к ремонту;
- отсутствие необходимости в утилизации и дополнительном оборудовании.

Таким образом, данный комплекс позволит повысить эффективность, уменьшить труд человека и повысить безопасность выполнения работ.

Недостатком данной схемы.

Повышение температуры нагрева нефти приводит к испарению легких нефтяных фракций, и к увеличению количества безвозвратных потерь нефтепродуктов, за счет выбросов их через дыхательные клапана, срабатывающие при повышении давления в резервуаре.

Требуются дополнительные средства для разработки проекта, привязки резервуаров к общезаводской сети острого пара, монтаж дополнительного оборудования: теплообменной аппаратуры, насосов.

При определении экономического эффекта необходимо учитывать стоимость энергоресурсов: количество водяного пара на нагрев 1 тонны, количество электроэнергии на перекачку 1 тонны нефти.

Если в расчете рассмотреть резервуар вместимостью 20 000 $м^3$ и используя средние значения по цеху № 4, где количество донных отложений доходит до 25 % объема нефти в резервуаре. Согласно технологической карты резервуар вместимостью 20 000 м3 заполняется нефть, плотность которой 0,857 $г/см^3$, в количестве 18 000 тонн.

При едином вовлечении количество донных отложений составит:

$$18000 \times 25\ \% = 4\ 500 \text{ тонн.}$$

Если считать, что донные отложения в дальнейшем могут использоваться в качестве мазута, а стоимость 1 тонн мазута, согласно заводских данных– 8590 руб. то получим экономию в сумме:

$$8590 \times 4500 = 38\ 655 \text{ тыс. руб.}$$

Используя заводские данные при определении себестоимости 40 % затрат составляют затраты на энергоресурсы.

Экономическая стоимость работ по размыву резервуара (20000 $м^3$) составит:

$$38\ 655 \text{ тыс. руб.} \times 40\ \% = 15\ 462 \text{ тыс. руб.}$$

Экономический эффект от внедрения схемы по размыву донных отложений составит, тыс. руб.:

$$38\ 655 - 15\ 462 = 24\ 193 \text{ тыс. руб.}$$

Список используемых источников

1. Выскубова И.Е., Выскубова Е.Н., Бажина Т.П. Мероприятия по утилизации донных отложений резервуаров//Актуальные проблемы науки и техники - 2016, Материалы I X Международной научно-практической конференции молодых ученых. 2016. С. 118-120.

2.Гималетдинов Г.М., Саттарова Д.М. Способы очистки и предотвращения накопления донных отложений в резервуарах//Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2003. № 62. С. 187- 198.

3. Инструкция по зачистке резервуаров от остатков нефтепродуктов ОАО «НК Роснефть», № 11-11/443, 2004.

4. Мазлова Е.А., Меньшикова И.А. Шламовые отходы нефтегазовых компаний //Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. - 2018 - № 1. С. 20-23.

5. Мякишев Т.В. Комплекс для очистки резервуаров от остатков тяжелых нефтепродуктов и донных отложений//Химическая техника. 2014. № 11. С. 24.

6. РД 153-39ТН-012-96 Инструкция по пожаровзрывобезопасной технологии очистки нефтяных резервуаров.

7. ТУ 4834-001-53106276-2002. Устройство для размыва донных отложений в резервуарах Тайфун-20,24.

8. Шлепкина Ю.С. Анализ методов утилизации нефтешламов. Преимущества и недостатки //Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. - 2017. - № 12. - с. 32-34.

ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ

Пикушина Елена Романовна
Руководитель: Корчагин Вячеслав Михайлович
Государственное бюджетное
профессиональное образовательное
учреждение «Самарский политехнический колледж»

Для каждой установки, использующей нефть и нефтепродукты, должно быть подготовлено соответствующее положение по технике безопасности при подготовке нефти. В данном положении должна быть четкая инструкция о мерах безопасной эксплуатации каждого объекта. Она должна быть пересмотрена один раз на протяжении трех лет.

На основе общего положения на каждом предприятии должны быть разработаны инструкции для:

- каждого подразделения или цеха;
- установки;
- других объектов, использующих нефтепродукты.

Все они должны быть утверждены главным инженером и находиться в каждом подразделении.Все должностные лица, в ведении которых находятся объекты, использующие нефтепродукты, отвечают за надлежащее соблюдение всех норм безопасности на рабочих местах.

Основные нормы охраны труда на таких объектах:

- запрещено нахождение посторонних лиц на территории использования установок;
- наличие средств пожаротушения на каждом объекте, согласно нормам органов надзора за пожарной безопасностью;
- наличие плана устранения аварии;
- наличие инструкции для персонала при возникновении аварийной ситуации;
- персонал должен быть ознакомлен со всеми правилами техники безопасности;
- наличие контроля знаний персонала о действиях в случае аварий;
- вновь введенные в действие объекты должны приниматься соответствующей комиссией;
- любые изменения по реконструкции согласовываются с проектной организацией с соблюдением всех норм безопасности;
- при обнаружении дефекта необходимо составить соответствующую ведомость-инструкцию по проведению ремонта.

Всю работу по организации безопасного труда ведут специалисты соответствующего подразделения во главе с его руководителем.

Данное подразделение должно вести работу по надлежащему выполнению всех мероприятий по технике безопасности при подготовке нефти на предприятии.

Руководитель несет ответственность за:

- обязательное проведение инструктажа и обучение всего персонала правилам безопасности;
- периодичность контроля знаний персонала;
- проведение вводного инструктажа для сторонних работников;
- расследование несчастных случаев согласно отраслевым инструкциям.

Для обеспечения всех правил по охране труда на рабочих местах, персонал должен быть обеспечен специальной одеждой и обувью. Для хранения такой одежды должно быть специальное помещение.

Для работы должна использоваться только выданная спецодежда. Администрация несет ответственность по уходу за ней и правильному использованию. Спецодежда является индивидуальной. Передаваться другим работникам может только после стирки.

На рабочих местах, где существует повышенное светоизлучение и наличие щелочных средств, необходимы средства защиты, такие как специальные очки.

Работники, занятые на выполнении производственных заданий с щелочными средствами, должны обязательно быть в специальной одежде из щелочеустойчивой ткани, резиновой обуви и защитном фартуке из резинового полотна. Рукавицы и обувь должны прикрываться одеждой. На выставке представлены современные образцы от разных производителей.

Если работы проводятся с ртутью, персонал должен знать, что спецодежда не может быть вынесена за пределы проведения работ. Обезвреживание такой одежды должно проводиться один раз в неделю.

Вся ответственность за правильное использование средств защиты лежит на руководителях объектов. На выставке можно ознакомиться с большинством из них, приобрести или договориться о прямых поставках.

Если работы проводятся в условиях повышенной концентрации вредных веществ в воздухе, весь персонал должен быть обеспечен противогазами. Они должны быть подобраны по размерам для каждого работника с нанесением индивидуальной надписи. Хранятся они в специальном месте. Необходим периодический контроль пригодности противогазов к использованию. Неисправные противогазы должны обязательно изыматься из использования. Обязательно наличие инструкции на каждом рабочем месте по использованию противогаза. Обучение правильному их использованию должно проводиться с каждым работником.

Список используемых 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.

ПРЕДСТАВЛЕНИЕ О МЕТОДАХ АНАЛИЗА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПРОДУКТОВ ЕГО ПЕРЕРАБОТКИ

Протопопова Татьяна Сергеевна

Руководитель: Вербитская Ирина Владимировна

Нефть и ее продукты стали очень значимыми для производства. Люди используют нефть во всех сферах жизни. Из нее получают ценные масла, топлива для машин, удобрение для растений, применяют в медицине, предметах быта и косметики. Но можно ли утверждать, что нефть безопасная и не имеет посторонних и вредных примесей, что ее продукты смогут прослужить долго?

Как известно, нефть представляет из себя пахучую маслянистую жидкость темного цвета, состоящую из сложной смеси углеводородов различной молекулярной массы. При добыче из земных недр нефть, как правило, содержит газ, называемый попутным, пластовую воду, минеральные соли, различные механические примеси. Чтобы определить состав нефти для дальнейшей ее переработки используют разные методы анализа:

1. Физический – включает исследование параметров и свойств среды (электропроводимости, оптической плотности, теплопроводности и т. д.), для определения концентраций основных компонентов;
2. Физико-химический – основывается на сорбции определяемого компонента и его химическим взаимодействием с материалом;
3. Химический – заключается в поглощение компонентов газовой смеси с помощью реагентов, а также протекание в полученных растворах химических реакций.

Чаще всего анализ комплексный – физико-химический. К данному методу можно отнести:

Электрохимический анализ, который заключается в превращении химической энергии в электрохимическую. Показатели напряженности электромагнитного поля, силы тока и других, помогают увидеть не только количество определенных элементов, но и разделить смеси веществ.

На рисунке 1 представлен прибор pH-метр с разными модификациями, применяемый в данном методе. Основные элементы прибора:

1) боросиликатная стеклянная трубка, являющиеся основным электродом, так как стекло хорошо проводит электрически ток и не подвергается изменениям при воздействии вредных химических веществ;
2) хлорсеребрянный электрод используется для более точного сравнения показаний, который является катализатором химической реакции при воздействии электрического тока;
3) блок управления и расчета показаний, представляющий собой маленький компьютер со встроенной в память таблицей эталонных значений, имеющий функцию сохранения прошлых результатов.

Действие pH-метра основано на измерении величины ЭДС электродной системы, которая пропорциональна активности ионов водорода в растворе — pH (водородный показатель). Измерительная схема представляет вольтметр, проградуированный в единицах pH. Измерение можно проводить в почвах, жидкости, газах, кислотах, продуктах питания. С помощью замеров выявляют кислотность и прочие возможные примеси, вредные для здоровья человека.

Рисунок 1 Виды модификаций pH-метра
1 –стационарный pH-метр, 2 – стеклянный электрод pH-метра,
3 – переносной pH-метр,4 – переносной pH-метр

Спектральный или оптический анализ. В данном анализе применяют аппараты – спектроскопы для инфракрасной, ультрафиолетовой и видимой областей, а также магнитного и электронного протонного резонансов. Анализ основан на способности веществ излучать электромагнитные волны разных длин. Пример прибора для данного метода изображен на рисунке 2. Спектрометры используют для быстрого неразрушающего рентгенофлуоресцентного элементного анализа твёрдых, жидких и порошковых веществ. Действие аппарата основано на возбуждении рентгеновской флуоресценции атомов пробы и её регистрации. Линии спектра характеризуют химический элемент, содержащийся в образце, а их интенсивность пропорциональна концентрации соответствующих элементов.

Рисунок 2 Рентгеновский спектрометр

Между пробой и рентгеновской трубкой при необходимости можно установить фильтр первичного излучения, для повышения чувствительности спектрометра. Коллиматоры первичного излучения формируют пятно облучения нужного размера. Излучение регистрируется полупроводниковым детектором, сигнал с которого обрабатывается электронной схемой.

Термический анализ. Основан на свойстве веществ менять свои физико-механические характеристики под действием тепловой энергии. На рисунке 3 представлен дифференциальный сканирующий калориметр (ДСК). С помощью ДСК производят измерение температуры и теплового потока, сопровождающие превращение материалов, как функцию времени и температуры. Благодаря чему получают качественные и количественные данные по эндотермическим (поглощение тепла) и экзотермическим (выделение тепла) процессам, происходящим при физических обращениях, вызванных изменением фазы, плавлением, окислением и другими процессами.

Рисунок 3 Дифференциальный сканирующий калориметр (ДСК)

Для анализа газа используют специальный прибор – газоанализатор, устройство которого представлено на рисунке 4.

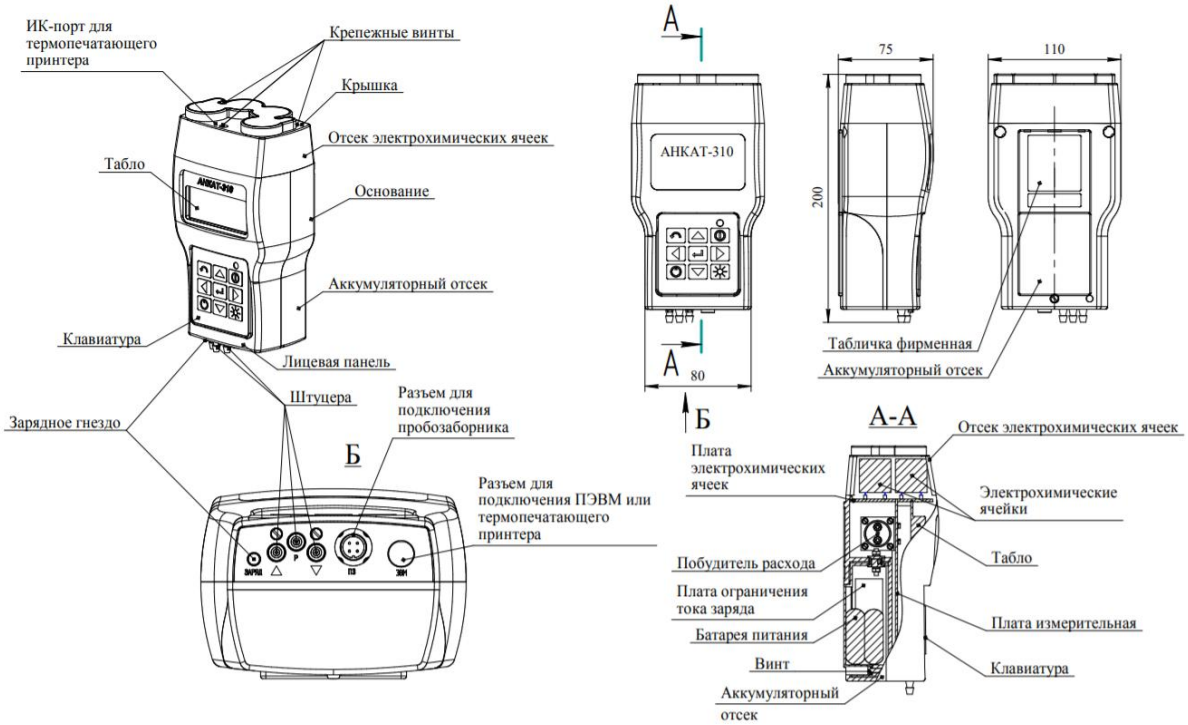


Рисунок 4 Устройство газоанализатора

Вид А – вид внешний сбоку, вид А-А – вид внутренний сбоку, вид Б – вид внешний.

С помощью данного анализатора производят измерения и вычисляют компонентный состав, температуру и другие параметры дымовых газов при контроле режимов горения различных видов топлива (газ. уголь, мазут) в котельных установках малой и средней мощности (котлы, турбины, горелки и т.д.). Для получения достоверных результатов измерений в анализаторах газа предусмотрена подготовка пробы: очищение и осушка смеси, удаление неизмеримых компонентов, влияющих на работу устройства. В приборах газового контроля встроены фильтры, позволяющие поглощать компоненты, тем самым производить пробоподготовку перед измерением.

Современные газоанализирующие приборы и аппараты, используемые для анализа газообразного и жидкого углеводородного сырья и нефтепродуктов, оснащаются

микропроцессорными устройствами, которые осуществляют передачу полученных данных в цифровой и аналоговой форме. Что обеспечивает получение более точной информации о составе и качестве анализируемых продуктов.

Список используемых источников

1. Арыстанбекова, С.А. Современные методы анализа легкого углеводородного сырья и продуктов его переработки / С.А.Арыстанбекова, М.С.Лапина, А.Б.Волынский. – М.: Лань, 2020. – 340 с.
2. Ильичев, И.С. Основы физико-химического анализа продуктов нефтепереработки и нефтехимического синтеза / И.С.Ильичев, М.А.Лазарев, А.А.Щепалов. – Нижний Новгород: Нижегородский госуниверситет, 2010. – 163 с.
3. Кирсанов, Ю. Г. Анализ нефти и нефтепродуктов: учеб.-метод. пособие / Ю. Г. Кирсанов, М. Г. Шишов, А. П. Коняева. – Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2016. – 88 с.

ПЕРЕРАБОТКА ПРИРОДНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА И ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ ОТ СЕРЫ И ДРУГИХ ПРИМЕСЕЙ

Семакина Анна Александровна
Руководитель: Епифанов Юрий Геннадьевич
ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»
Многопрофильный колледж профессионального образования,
г. Ижевск

Переработка газа – ряд промышленных процессов, предназначенных для очистки сырого природного газа путем удаления примесей, загрязняющих веществ и углеводородов с более высокой молекулярной массой для получения так называемого сухого природного газа трубопроводного качества.

При газопереработке используют главным образом изотермическое разделение смесей газ-жидкость, газ-твердое тело, где сплошной средой является газ, а дисперсной средой – жидкость или твердая взвесь. В газопереработке по мере усовершенствования техники и технологии все большее распространение получают низкотемпературные установки, предназначенные для глубокого извлечения пропана и этана из природного газа. В практике газопереработки применяют многоступенчатые схемы низкотемпературных конденсаций (НТК).

В технологии газопереработки абсорбционная осушка газа концентрированными водными растворами ди- или триэтиленгликоля является основным методом.

Среди продуктов переработки газа можно выделить: гелий, формальдегид, аммиак, этан, уксусная кислота, метанол.

Извлекаемая из природного газа смесь кислых газов наполовину и более по объему состоит из сероводорода (H_2S). Остальная часть включает в себя углекислый газ (CO_2), сероуглерод (CS_2), серооксид углерода (COS), меркаптаны (тиолы, RSH), сульфиды и дисульфиды (CS_2, R-S-S-R). Эта смесь кислых газов утилизируется обычно на месте очистки природного газа с целью получения из нее элементной серы [4].

В настоящее время для очистки газа от кислых компонентов используют три группы методов: абсорбционные, адсорбционные и каталитические [2].

Абсорбция является наиболее удобным методом для удаления примесей, поскольку сорбционная емкость поглотителей не зависит от таких величин, как расход очищаемого сырья, изначальное содержание в нем нежелательных компонентов. К тому же, наличие капельной влаги является серьезным препятствием для применения для удаления сероводорода твердых поглотителей таких как различные марки силикагелей.

Существуют различные процессы абсорбции в зависимости от ее механизма, однако применение аминов наиболее распространено вследствие их доступности, а также минимальных потерях очищаемого сырья в связи с уносом углеводородов.

В процессах физической абсорбции извлечение кислых компонентов основано на различной растворимости компонентов газа в абсорбенте. В качестве абсорбентов в этих процессах используют смесь диметиловых эфиров полиэтиленгликоля (процесс «Селексол»), метанол (процесс «Ректизол»), пропиленкарбонат (процесс «Флюор»), N-метилпирролидон (процесс «Пуризол»), трибутилфосфат (процесс «Эстасольван»), смесь метилизопропиловых эфиров полиэтиленгликолей (процесс «Сепасолв-МПЕ») [4].

Этот метод характеризуются одновременным извлечением серосодержащих компонентов, а также позволяют сочетать процесс очистки с осушкой газа, что, несомненно, является их достоинством. Основные недостатки физической очистки заключаются в том, что применяемые растворители относительно хорошо поглощают углеводороды, а тонкая очистка газов обеспечивается в ряде случаев только после дополнительной доочистки их алканоламиновыми растворителями [1].

Достоинства и недостатки аминовой очистки определяются типом абсорбента, используемого в процессе. При выборе амина определяющую роль играют его характеристики и доступность, а также исходные условия процесса: состав и объём очищаемого газа, количество удаляемых примесей, требуемая степень очистки.

Моноэтаноламин (МЭА) более реакционноспособен к H_2S и CO_2, имеет наименьшую молекулярную массу из-за чего может использоваться при меньших концентрациях в растворе, а также дешевле прочих применяющихся аминов. Однако при использовании МЭА высоки потери абсорбента при его испарении за счет высокого давления насыщенного пара.

При использовании прочих аминовых поглотителей возникают другие недостатки, характерные для различных типов поглотителей: меньшая степень очистки от H_2S или других сернистых соединений, повышенная растворимость углеводородов, низкая селективность к H_2S в присутствии CO_2.

Многие алканоламины имеют общие недостатки, такие как высокая коррозионная активность, не позволяющая повышать их концентрацию в растворе, сложность регенерации, а также склонность к вспениванию, требующая применения в процессе фильтрации регенерированного абсорбента, использования пеногасителей или других мер по устранению пенообразования. Во многих случаях оптимальным вариантом является вместо отдельных аминов применять комбинированные абсорбенты или физические растворители.

Методы каталитического окисления основаны на превращении сероводорода в элементную серу в присутствии катализаторов, например, комплексных соединений хлорида железа с динатриевой солью этилендиаминтетрауксусной кислоты (Трилон Б) или горячего раствора мышьяковых солей щелочных металлов.

При высоких парциальных давлениях кислых компонентов в газе предпочтение отдается абсорбционным методам, основной недостаток которых - низкая избирательность в

отношении углеводородов и обусловленная этим необходимость предварительного удаления из газа тяжелых углеводородов.

Хемосорбционные и комбинированные процессы рекомендуются при средних парциальных давлениях кислых примесей в газе, а адсорбционные и окислительные - при низких. Наибольшее распространение получил метод хемосорбции, обеспечивающий степень очистки до 99,9% [2]. При этом широко используют этаноламиновую очистку. Моно- и диэтаноламины извлекают из газов как сероводород, так и диоксид углерода, а триэтаноламин – только сероводород.

Диэтаноламин (ДЭА) используют в качестве абсорбента при очистке от кислых примесей при концентрации водного раствора 1,9–2,9 моль/л (20–30 мас. %).

Достоинствами моноэтаноламиновой очистки являются высокая скорость поглощения кислых газов, низкая стоимость реагентов, легкость регенерации и низкая растворимость углеводородов. При всех достоинствах МЭА-процесс имеет ряд существенных недостатков, основными из которых являются:

- необратимое образование химических соединений МЭА с COS, CS_2 и O_2;
- большие потери от испарения;
- низкая эффективность по меркаптанам;
- неселективность к H_2S в присутствии CO_2;
- вспениваемость в присутствии жидких углеводородов, ингибиторов коррозии и механических примесей. Вспенивание растворов аминов – одна из серьезных проблем при эксплуатации установок очистки газа.

Селективными абсорбентами для сероводорода служат также диэтаноламин (ДЭА), метилдиэтаноламин (МДЭА), дигликольамин (ДГА) и диизопропаноламин (ДИПА). Первые три абсорбента более устойчивы к действию COS, CS_2 и CO_2, меньше подвергаются уносу [3].

Недостатками являются меньшая химическая активность и поглощающая способность. ДИПА обеспечивает тонкую очистку газа и, несмотря на высокую стоимость, получил широкое распространение зарубежом для очистки газов от сероводорода.

Наиболее важными преимуществами ДЭА-очистки по сравнению с очисткой МЭА являются следующие:

- обеспечение тонкой очистки газов в присутствии COS, CS_2 и тяжелых углеводородов;
- более легкая регенерация абсорбента, благодаря меньшей прочности образующихся при хемосорбции соединений;
- меньшая вспениваемость при очистке газа с повышенным содержанием тяжелых углеводородов, так как абсорбция проводится при температурах на 10-20°C выше, чем в МЭА-процессе.

Усовершенствованные технологии позволяет значительно сократить и упростить процесс очистки широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ). Многие существующие технологии либо не позволяют произвести такую очистку в одном технологическом блоке в одну ступень, либо не обеспечивают требуемых концентраций кислых компонентов и элементарной серы на выходе [5].

Список используемых источников:

1. Берлин М.А. Квалифицированная первичная переработка нефтяных и природных углеводородных газов/ М.А. Берлин, В.Г. Горченков, В.П. Капралов. – Краснодар: Советская Кубань. -2012. -520с. – ISBN 978-5-7221-0909-5. – Текст: непосредственный.

2. Деловой журнал Neftegaz.RU | Интересно о серьёзном URL: https://magazine.neftegaz.ru/articles/gazopodgotovka/539522-ochistka-prirodnogo-gaza-ot-sernistykh-soedineniy/ Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.
3. Классификация установок очистки газов и применяемые поглотители – URL: https://helpiks.org/9-67311.html Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.
4. Мановян, А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа Учебное пособие для вузов. 2-е изд. – М. Химия, 2001 – 568 с ил. – ISBN 5-7245-1192-4. – Текст: непосредственный.
5. Портал о топливно-энергетическом комплексе Neftegaz.RU. – URL: https://neftegaz.ru/tech-library/ngk/147676-pererabotka-gaza/ (дата обращения: 10.05.2022). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

СОСТОЯНИЕ, АНАЛИЗ, ДИНАМИКА РАЗВИТИЯ НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

Техтелев Богдан Александрович
Руководитель: Бурундукова Гузель Усмановна
Муниципальное бюджетное образовательное учреждение
Самарской области Гимназия №1

В настоящее время, несмотря на резкое падение цен на нефть, наблюдается положительная динамика развития предприятий нефтехимического комплекса Самарской области.

Прогноз на 2022 - 2023 год обусловлен рядом крупных модернизаций Новокуйбышевского, Куйбышевского, Сызранского НПЗ, Новокуйбышевского завода масел и присадок, Отраденского и Нефтегорского газоперерабатывающих заводов «Роснефти». Кроме того, стимулировать рост добычи нефти должен магистральный нефтепродуктопровод «Юг».

Благодаря заключенному Соглашению о сотрудничестве между Правительством Самарской области и ПАО «НК «Роснефть», внедрение инновационных технологий обеспечивается вложением компанией масштабных инвестиций.

Приоритетное направление инвестиций - внедрение инновационных технологий для эффективного использования попутного газа. На данный момент цель нефтяных компаний - достичь значение эффективности уровня использования нефтяного газа в 95 % (на момент 2020 года уровень полезного использования ПНГ составляет 91 %). Переработкой нефтяного газа на территории Самарской области заняты АО "Нефтегорский ГПЗ" и АО "Отраденский ГПЗ". Помимо этого, нефтяной газ используется самими нефтедобывающими компаниями для собственных технологических нужд[2].

В Самарской области лидерами в нефтедобыче являются:

- ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта». В 2005-2013 гг. владельцем ЗАО «Самара-Нафта» была американская корпорация HESS, с апреля 2013 г. компания становится дочерним обществом ПАО «ЛУКОЙЛ»;
- АО «Самаранефтегаз» (основано в мае 1994 г. в результате реорганизации из ПО «Куйбышев-нефть», в мае 2007 г. общество вошло в состав ОАО «НК «Роснефть»). Это

самое крупное нефтегазодобывающее предприятие ОАО «НК Роснефть» на территории Самарского региона.

В 2015 году в работу была введена газокомпрессорная станция на Горбатовском месторождении АО «Самаранефтегаз» в Волжском районе, предназначенная для сжатия потока попутного нефтяного газа [3]. Куйбышевский НПЗ в 2021 году перечислил в бюджеты разного уровня свыше 12 миллиардов рублей налогов;

- ЗАО «Санеко» (основано в 1995 году). С 2011 года - дочернее общество ОАО «Нефтяная компания «Альянс». С 2014 года «АР Ойлэнд Газ Б.В.» (Голландия) стала единственным акционером ЗАО «Санеко». Предприятие осуществляет нефтедобычу в Безенчукском и Большечерниговском районах.

Также важным фактором, определяющим показатель работы нефтеперерабатывающих заводов, является глубина переработки нефти. В 2021 году глубина переработки нефти составила около 75%. В таблице представлены данные для расчета показателя глубины переработки нефти» [1]

Переработка нефти в 2019-2021 г.г.

Показатели	Годы		
	2019	2020	2021
Объем производства мазута, млн тонн	5,6	5,1	4,9
Объем переработки нефти, млн тонн	20,8	19,7	19,5
Глубина переработки нефти, %	73	74	75

Данные таблицы показывают, что глубина переработки нефти растет год от года благодаря новым технологиям и модернизации производства нефтеперерабатывающих предприятий.

Эффективность функционирования нефтехимического комплекса Самарского региона во многом зависит от рисков и благоприятных и неблагоприятных факторов, оказывающих влияние на нефтяную отрасль в стране. Одной из важных задач развития магистрального нефте- и нефтепродуктотрубопроводного транспорта на территории Самарской области является строительство новых и расширение пропускной способности существующих нефте- и нефтепродуктотрубопроводов.

Одна из главных ролей в развитии нефтехимического комплекса Самарской области принадлежит компании ПАО «АК «Транснефть». В нашем регионе производственную деятельность осуществляют дочерние общества: АО «Транснефть – Приволга», АО «Транснефть – Дружба» и АО «Транснефть – Прикамье», входящие в состав ПАО «АК «Транснефть». Масштабным проектом ПАО «АК «Транснефть», охватившем несколько регионов РФ, является строительство магистрального нефтепродуктопровода «Юг».

Цель проекта – увеличение пропускной способности магистральных нефтепроводов, поставляющих сырье на НПЗ Краснодарского края, а также формирование нового мощного транспортного коридора для поставки дизельного топлива на Юг России. Проект «Юг» реализуется в три этапа.

В целях предотвращения негативного воздействия предприятиями Нефтехимического комплекса Самарской области на окружающую среду последними направляются значительные финансовые средства на проведение природоохранных мероприятий. Кроме

этого, на крупных предприятиях регионального Нефтехимического комплекса реализуются экологические программы, направленные на снижение негативных последствий производственной деятельности.

Помощь нефтяным компаниям правительством Самарской области оказывается также в организации крупномасштабной модернизации. Министерство Самарской области поддерживало АО «Новокуйбышевский НПЗ» в строительстве ГРС-17Б, что привело к обеспечению этого АО природным газом и крупной модернизации. Часто также оказывается поддержка по доставке крупнотоннажного оборудования на нефтяные предприятия, оптимизации грузопотоков, планированию и развитию железных дорог совместно с нефтяными компаниями [3].

Важным аспектом в поддержке нефтехимического комплекса Самарской области является содействие в подготовке специализированных кадров. Организуются взаимодействие крупных нефтяных предприятий со многими вузами страны: СамГТУ, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина и другими [2].

С целью поддержки модернизации и инновационной деятельности сегодня действительны соглашения о сотрудничестве между правительством Самарской области и такими компаниями, как: НК «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Транснефть», «Татнефть», а также с «Санеко», «Самараинвестнефть», «Благодаров-Ойл», «Регион-нефть» и «ТНС-Развитие».

Соглашения стимулируют создание ситуации, наиболее благоприятной для деятельности и развития компаний нефтяной промышленности Самарской области, что, в свою очередь, обеспечивает создание новых рабочих мест и увеличение заработной платы [1].

Список используемых источников

1. Каширина М.В., Малафеев А.А. Инвестиции в деятельность нефтеперерабатывающих предприятий Самарской области// Азимут научных исследований: экономика и управление 2019. Т. 7. № 3(24).

2. Нефтяная промышленность Самарской области — курс на интенсивное развитие. Информационно-аналитическое издание «Время» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: http://www. timesamara; ru/article/43676.htm (Дата обращения 15.01.2020).

3. Федорова О. Флагманы нефтяного Поволжья. Самара: Первый Самарский, 2016. URL:http://firstsamara.ru/2016/09/flagmany-neftyanogo-povolzhya.

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Тумасова Анна Максимовна
Руководитель: Кушукова Екатерина Владимировна
Государственное бюджетное
профессиональное образовательное
учреждение «Самарский политехнический колледж»

Известно более 3 тысяч технологий добычи, методик и способов воздействия на пласты. Все они нацелены на интенсификацию извлечения сырья и повышение коэффициента нефтеотдачи. По причине усугубляющейся ситуации растет дефицит ресурсной базы, нужны инновационные технологии разработки нефтяных месторождений.

Сдвиги в данном направлении основываются на применении современных информационных технологий, новых подходов к подробному изучению устройства нефтегазовых объектов. Они базируются на актуальных достижениях в науке и технике.

С целью проектирования и внедрения новых технологий для добычи трудноизвлекаемых запасов есть необходимость в:

- государственном регулировании ситуации;
- концентрации сил на базе разработки научно-технических программ;
- формировании специализированных научных Центров на основе отраслевых высших учебных заведений и институтов;
- организационном обеспечении и надлежащем финансировании, основываясь на государственных программах и научно-исследовательских работах;
- совместных разработках профильных компаний по исследованию способов роста показателя нефтеотдачи (МУН);
- научном сопровождении исследовательских проектов.

Накоплен богатый опыт применения методов воздействия на пласты в условиях разработки углеводородных месторождений.

За последние 10 лет в России процессы нефтедобычи характеризовались:

- ростом интенсивности извлечения сырья посредством интенсификации базовых технологий под воздействием конъюнктуры мирового рынка, роста цен на нефть;
- стремительным сокращением объема разведенных запасов углеводорода в условиях высокой подачи и сокращения объемов геологоразведочных работ.

Современные инновационные технологии разработки нефтяных месторождений базируются на добыче тяжелого сырья и битумов природного происхождения.

Повышенный интерес объясняется:

- непрерывным повышением стоимости на углеводородное сырье;
- сокращением запасов легкой нефти;
- совершенствованием современных технологий добычи «нетрадиционного» сырья.

Имеющиеся способы разработки залежей тяжелого сырья и природных битумов разделяются на 3 группы:

- карьерный и шахтный способы;
- «холодные» методики добычи;
- тепловые приемы извлечения.

Использование одной из приведенных методик объясняется геологическим строением и условиями размещения пластов, а также состоянием и запасами сырья, географией и особенностями климата.

Роль ВУЗов в разработке инновационных технологий

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова на современном этапе ведет сотрудничество с компанией «Башнефть». Договор заключен на 5 лет. Соглашение базируется на осуществлении исследовательской деятельности в области важной проблемы – геомеханики, что основывается на изучении напряженного состояния геологической среды при разработке месторождений. Она пребывает в напряжении, в деформированном виде. Обо всех ее состояниях нужно знать при выборе подходящих мест

для бурения, а также при проходке скважин. Проведение подобных исследований позволит избежать аварийных ситуаций – обвалов. Инновационная методика, применяемая сотрудниками МГУ, не только изучает геомеханику вдоль скважины, но еще и предполагает углубленный анализ напряжений среды.

Работы на месторождениях углеводородного сырья

Нефтяные месторождения в экономике России играют важную роль. На территории государства насчитывается порядка 20 точек с залежами углеводородного ресурса. Ежегодно число месторождений возрастает, однако сегодня из-за низкой стоимости на нефть открытие и разработка новых скважин является невыгодным процессом. Все работы, связанные с добычей углеводородного сырья, можно разделить на несколько этапов.

- Разработка и открытие нефтяных месторождений

Нефтяной ресурс находятся в горных породах глубоко под землей. Поэтому, чтобы найти сырье среди толщи горных пород, необходимо осуществить геологические исследования, которые предоставят возможность получить информацию о ситуации в глубинных слоях почвы, где квалифицированные специалисты находят продуктивные ресурсы. Для того чтобы проверить, есть ли в обнаруженных горных породах нефть, необходимо пробурить скважину.

- Мониторинг запасов нефтяных залежей

Когда произведено открытие нового месторождения, необходимо провести геологический анализ на базе полученной информации. Применение специального программного обеспечения предоставит возможность перевести эти данные в цифровую геологическую модель месторождения.

Её визуализация позволит оценить количество запасов углеводородного сырья, создать оптимальный вариант разработки залежей (число и размещение скважин, степень добычи ресурса и т. д.). Для проведения качественного и эффективного мониторинга запасов нужно пробурить оценочные скважины, что позволит получить точные параметры и состав месторождения.

- Подготовительные работы перед добычей нефти

Комплексное освоение нефтяного месторождения

Для комплексного освоения нефтяного месторождения необходимо составить проект и схему обустройства залежей.

Сюда включается:

- Нужное число и размещение скважин;
- Приемлемый метод освоения месторождения углеводородного ресурса;
- Разновидности и стоимость нефтяного приспособления и конструкций;
- Система получения и погрузки нефти;
- Операции по охране экологии внешней среды.
- Непосредственная добыча нефтяного сырья

Срок, за который могут быть получены запасы углеводородного ресурса, составляет в среднем около 20 лет, а в отдельных случаях может достигать и 50 лет (для крупных месторождений).

Стадия разработки залежей включает такие этапы:

- Этап возрастающей добычи нефти.
- Сбалансированная добыча нефти на максимальном уровне.
- Этап снижаемой добычи.
- Конечный этап добычи последних запасов.

Список используемых 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.

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ АНАЛИЗА НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ

Урлова Анастасия Сергеевна,
Понамарчук Софья Сергеевна
Руководитель: Зоткина Елена Валентиновна
ГБПОУ «Самарский политехнический колледж», Самара

Определение содержания серы в нефтепродуктах является весьма важной задачей контроля качества. Сера и её соединения, присутствующие в нефти и её производных – крайне вредные примеси.

Нефть является сложной смесью углеводородов. Её элементный состав выглядит следующим образом:

углерод – от 83-х до 87-ми процентов;
водород – от 11-ти до 14-ти процентов;
кислород – 0,1 – 1,2 %;
азот – 0,02 – 1,7 %;
сера – 0,01-5,5 %.

Внешне нефть выглядит как маслянистая жидкость, цвет которой варьируется от темно-коричневого до желтого, с плотностью от 0,75 до 1,03 грамм на кубический сантиметр. Нефть – продукт органического происхождения. Её образование произошло на основе продуктов распада органических соединений (животных и растений). Нефть в основном состоит из углеводородов трех групп:

алканы (парафины);
циклоалканы (нафтены);
арены (ароматические углеводороды).

Химические свойства и содержание каждой группы углеводородов разные для каждой нефти, и зависят от месторождения.

Сера и её соединения

Сера – одна из постоянных частей сырой нефти. В ней сера присутствует в основном в виде сернистых соединений органического характера, а в её производных (дистиллятах), а также в готовых нефтепродуктах, её можно обнаружить или в чистом виде, или в форме органических соединений и сероводорода.

Присутствие серы и сероводорода в готовых нефтепродуктах является следствием частичного разложения сернистых соединений органического характера в процессе термической переработки. Основной массой продуктов такого распада является сероводород.

В процессе окисления он становится элементарной серой, чем и объясняется её присутствие в продуктах переработки. Сероводород склонен к окислению настолько, что реагирует даже с атмосферным кислородом, причем – при нормальной температуре воздуха (хотя этот процесс – очень медленный).

Любые соединения серы – нежелательные нефтяные компоненты, поскольку, из-за своей склонности к распаду, в результате которого выделяется сероводород и элементарная сера, которые вызывают сильную коррозию и разрушают аппаратуру, они сильно осложняют нефтепереработку. Присутствие серы и её соединений в готовых нефтепродуктах также крайне нежелательно, особенно – так называемых активных соединений (меркаптанов, сероводорода и самой серы). Такие вещества вредны для механизмов, в которых конкретный нефтепродукт применяется, поскольку вызывают сильную коррозию даже в условиях низких температур.

Список используемых источников

1. https://neftok.ru/pererabotka/opredelenie-sery-v-nefteproduktah.html#metody-opredeleniya-soderzhaniya-sery-v-nefti-i-nefteproduktah
2. https://neftegaz.ru/science/petrochemistry/332108-metody-pererabotki-nefti/
3. https://ooolic.ru/stati/metody-analiza-nefteproduktov/
4. https://www.eksis.ru/materials/articles/metody-gazovogo-analiza.php

ПРИМЕНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННОГО КАТАЛИЗАТОРА В ПРОЦЕССЕ ИЗОМЕРИЗАЦИИ

Цыганов Михаил Ильич
Руководитель: Емельянова Наталья Алексеевна
Бюджетное профессиональное образовательное учреждение Губернский колледж г. Сызрани (технический профиль)

В мировом производстве автомобильных бензинов наблюдается постоянная тенденция к ужесточению не только их эксплуатационных, но и экологических характеристик. При этом международные и отечественные нормативы на автобензины существенно ограничивают содержание бензола, ароматических углеводородов, олефиновых углеводородов и серы. В феврале 2008 г. в России утвержден специальный технический регламент «О требованиях к бензинам, дизельному топливу и отдельным горюче-смазочным материалам», в котором устанавливаются сроки производства автомобильных бензинов экологических классов Евро-2, 3, 4, 5.

Еще в 1970 годах были предложены варианты гидрирования бензола, содержащегося в риформате, протекающего без снижения октанового числа продукта, однако для снижения суммарного содержания ароматических углеводородов требуется разбавление риформата (являющегося базовым компонентом высокооктановых бензинов в России) высокооктановыми неароматическми компонентами.

В связи с этим, развитие процесса изомеризации – один из эффективных способов решения данной проблемы, позволяющий получать товарный бензин, соответствующий действующим и перспективным требованиям к топливам и обеспечивающий необходимую гибкость производства.

В данной статье рассматривается отечественный катализатор СИ-2 компании ООО «Нефтехим». Предложен наиболее приемлемый в реальных условиях АО «СНПЗ».

Задачи:

1. Проанализировать действующую каталитическую систему на изомеризации Сызранского НПЗ;
2. Рассмотреть и проанализировать отечественный катализатор СИ-2 компании «Нефтехим»;
3. Сравнить и оценить экономическую эффективность и преимущество ввода отчественного катализатора СИ-2 компании «Нефтехим» относительно импортного катализатора ATIS-2L компании AXENS, применяемого в настоящее время на изомеризации.

Катализатор ATIS-2L компании AXENS

Катализаторы на основе хлорированной окиси алюминия наиболее активны и обеспечивают самый высокий выход и октановое число изомеризата. Следует отметить, что в ходе изомеризации катализаторы теряют хлор, в результате активность снижается. Поэтому предусматривается введение в сырье хлорсодержащих соединений (на АО Сызранском НПЗ - тетрахлорэтилен) для поддержания высокой активности катализатора, и как следствие необходима щелочная промывка от органического хлорида в специальных скрубберах. Существенным недостатком является то, что данный тип катализатора очень чувствителен к каталитическим ядам (к кислородсодержащим соединениям, включая воду, к азоту, фтору) и требует обязательной предварительной гидроочистки и осушки сырья. Кроме того, возникают проблемы при регенерации. Основными лицензиарами этого процесса за рубежом являются UOP и Axens.

При разработке новых катализаторов UOP ставит цель уменьшить содержание в них платины, не теряя активности, тем самым, значительно снизить эксплуатационные расходы, что является немаловажным для современной нефтепереработки.

Катализатор IS-614A - это одна из первых разработок фирмы Axens, впоследствии на его базе был создан более совершенный катализатор – ATIS-2L – продукт совместной работы с фирмой Akzo Nobel. ATIS-2L отличается более высокой активностью (октановое число изомеризата выше на один пункт), более низкой насыпной плотностью (загрузка катализатора снижается на 22 %), меньшим на 10 % содержанием платины. Следовательно, его применение является экономически наиболее привлекательным решением. Первая промышленная загрузка была в 2003 г. В России лицензиарами этого процесса являются ООО Научно-производственная фирма «Олкат» (НИП-3А), ОАО «ВНИИНефтехим» (ИП-05).

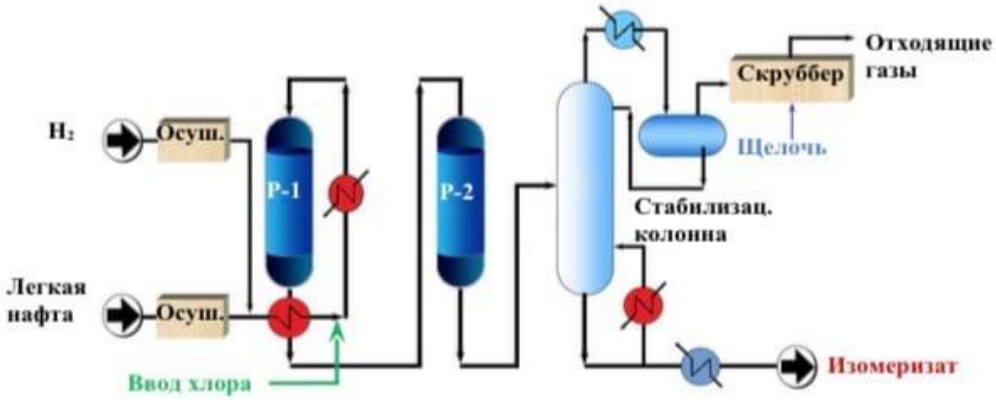


Рисунок 1 Схема процесса изомеризации на хлорированных катализаторах

Отечественный катализатор СИ-2 компании ООО «Нефтехим»

Катализаторы, содержащие сульфатированные оксиды металлов, в последние годы получили повышенный интерес, так как они сочетают в себе основные достоинства среднетемпературных и низкотемпературных катализаторов: активны и устойчивы к действию каталитических ядов, способны к регенерации. Единственным недостатком, так же как и для цеолитных катализаторов, является необходимость в компрессоре для подачи циркулирующего ВСГ.

Основными разработчиками катализаторов, содержащих сульфатированный оксид циркония, являются UOP (технология Par-Isom на катализаторах LPI-100 и PI-242) и ОАО «НПП Нефтехим» (технология Изомалк-2 на катализаторе СИ-2).

Катализатор СИ-2 по активности превышает PI-242 и отличается уникальной сероустойчивостью: процесс, при необходимости, можно проводить без предварительной гидроочистки сырья. В этом случае октановое число изомеризата снижается на 2 пункта, но общий срок службы (8-10 лет) не меняется, а межрегенерационный период составляет не менее 12 месяцев. Требования, предъявляемые к сырью и водородсодержащему газу значительно менее жесткие по сравнению с хлорированными катализаторами. Катализатор устойчив к проскокам воды и азота и такие нарушения технологии не приводят к безвозвратным потерям его активности. Сырье может содержать значительное количество бензола, который эффективно гидрируется на катализаторе.

Преимущества катализатора определяется его каталитическими свойствами:

1.Низкая рабочая температура (120-140°С) термодинамически благоприятна для глубокой изомеризации парафиновых углеводородов С5, С6.

2. Высокая производительность, позволяющая эксплуатировать катализатор при высокой объемной скорости (2-3 $ч^{-1}$).

3. Катализатор не требует специальной глубокой очистки сырья.

4 Не требуется глубокая осушка сырья (в схеме отсутствует блок осушки на молекулярных ситах).

5. Не требуется подача хлорсодержащих реагентов и соответственно отсутствует блок защелачивания.

По лицензии ОАО «НПП Нефтехим» катализатор СИ-2 производится в ЗАО “Промышленные катализаторы” (г.Рязань) и ОАО “Ангарский завод катализаторов и органического синтеза”.

Более высокие активность и селективность в реакции изомеризации н-алканов, по сравнению с катализатором на сульфатированном оксиде циркония, проявил катализатор Pt/WO3-ZrO2, разработанный в университете г. Хокайдо (Япония). Превосходство данного типа катализатора объясняется быстрой поверхностной диффузией атомов водорода, которые на льюисовских кислотных центрах превращаются в протоны и гидриды, тем самым увеличивая активность и селективность катализатора.

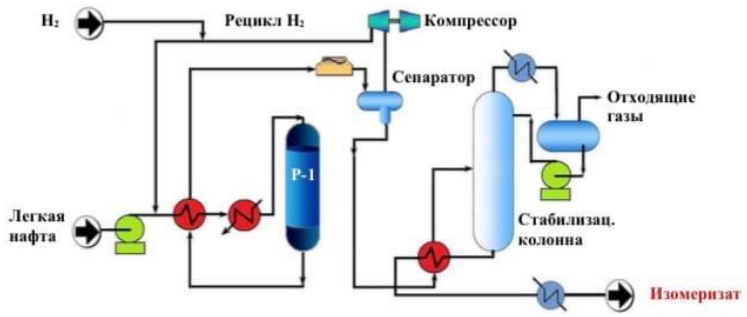


Рисунок 2. Схема процесса изомеризации на катализаторах, содержащих сульфатированный оксид циркония.

Составы изомеров С5 и С6 на различных катализаторах

Наименование	Показатель	
Тип катализатора	Pt/Al2O3-Cl	Pt/ZrO2-SO4
Температура процесса, °С	120-160	120-140
Состав пентанов в изомеризате, % масс.: - изопентан - н пентан	 66-70 34-30	 69-74 26-31
Состав гексанов в изомеризате, % масс.: -2,2 диметилбутан -2,3диметилбутан -2метилпентан -3метилпентан -н гексан	 25-28 10-12 30-32 12-15 7-10	 28-32 10-11 30-33 18-22 11-15
Октановое число пентанов (ИМ)	83-84	83-84
Октановое число гексанов (ИМ)	77-78	77-78

Из данных таблицы, взятых из практических результатов эксплуатации установок, следует, что глубина изомеризации пентанов и гексанов на циркониевых катализаторах не уступает глубине изомеризации на хлорированных катализаторах.Экономический эффект и преимущества введения в процесс изомеризации отечественную каталитическую систему СИ-2 компании ООО «Нефтехим»

Эффект от перехода с катализатора ATIS-2L на СИ-2:

- Сохранение качества и выхода изомеризата;
- Повышение общей эксплуатационной надёжности;
- Повышение экологической безопасности установки;
- Снижение затрат на реагенты;
- Способствование осуществления политики компании по сокращению количества обращающихся вредных веществ, количества газоопасных работ путем усовершенствования технологических процессов и их аппаратурного оформления;
- Положительный экономический эффект.

Составляющие затрат отечественного катализатора СИ-2 компании ООО «Нефтехим»:

- Стоимость катализатора;
- Стоимость инертных материалов;
- Стоимость технического сопровождения;
- Стоимость работ по выгрузке старого катализатора и загрузке нового.

Составляющие затрат катализатора ATIS-2L компании Axens:

- Стоимость катализатора (раз в 5 лет);
- Стоимость замены катализатора (раз в 5 лет);
- Стоимость реагентов (перхлориэтилен и едкий натр);
- Стоимость энергетических ресурсов;
- Стоимость утилизации технологических стоков.

В моей работе был проведёт расчёт стоимости катализатора ATIS-2L компании Axens составляет и катализатора СИ-2 компании ООО «Нефтехим», а так же определён положительный экономический эффект: Объём катализатора, необходимый для загрузки реактора изомеризации R-202 = 32,1 $м^3$. Стоимость такого объёма катализатора ATIS-2L компании Axens составляет 185 675 720 рублей.

Стоимость такого объёма катализатора СИ-2 компании ООО «Нефтехим» составляет 168 525 000 рублей.

Положительный экономический эффект приобретения отечественного катализатора СИ-2 компании ООО «Нефтехим» составит 17 150 720 руб.

Список используемых источников

1.Хаимова Т.Г., Мхитарова Д.А. Изомеризация как эффективный путь производства высокооктановых компонентов бензина // Информационно-аналитический обзор. М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2005. – 80 с.
2.Турукалов М. Полная изомеризация // Нефтегазовая вертикаль. – 2008. – № 16. – с. 22-28.
3. ОАО "НПП Нефтехим". http://www.nefthim.ru .
Бруно Домерг, Лоран Ватрипон. Дальнейшее развитие технологии изомеризации парафинов

// Нефтепереработа и нефтехимия – 2001. – № 4. – с. 15-27.
4. Покровский С. Новые зарубежные технологии нефтепереработки // Нефтегазовая вертикаль. – 2002. – № 7. – с. 68-71.
5. Мартин Хантер ЮОП Лимитед. Процесс изомеризации и катализаторы – ключевое решение для удовлетворения спроса на бензин // 7-я Конференция и выставка по технологиям нефтепереработки России и стран СНГ.
6. UOP LLC, http://www.uop.com .
7. Ясакова Е.А., Ситдикова А.В., Ахметов А.Ф. «Тенденции развития процесса изомеризации в России и за рубежом», ОАО «Салаватнефтеоргсинтез», г. Салават, Уфимский государственный нефтяной технический университет tng@rusoil.net

ОЧИСТКА СТОЧНЫХ ВОД ПРЕДПРИЯТИЙ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ НЕФТИ, ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

Чуйков Иван Владимирович, Ашурова Мадина Рустамовна
Руководитель: Котляревская Ольга Олеговна
ЧАСТНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«Газпром колледж Волгоград», г. Волгоград

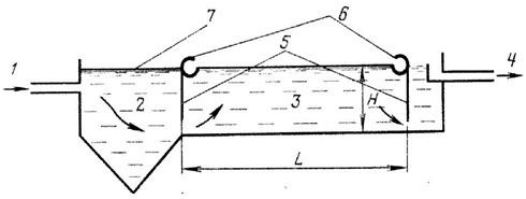
В последние десятилетия объемы промышленных выбросов в окружающую среду возрастают. Это связано как с увеличением объемов добычи и переработки нефти, газового конденсата и газа, так и с износом действующего технологического оборудования и учащением неконтролируемых выбросов. В тоже время гармоничное развитие общества во всех областях материальной деятельности требует разумного взаимодействия со всеми элементами окружающей среды. Поэтому решение экологических проблем в современном мире весьма актуально. Одним из видов промышленных загрязнений являются нефтесодержащие сточные воды, которые образуются на всех этапах добычи, транспорта, хранения и переработки углеводородного сырья. С целью снижения производственных выбросов в современной нефте- и газопереработке совершенствуются системы оборотного водоснабжения, разрабатываются специальные методы и аппараты по очистке вод от углеводородов. Цель работы заключается в изучении безреагентных методов очистки сточных вод от углеводородов нефти и газового конденсата, как методов исключающих возможность появление вторичных загрязнений и вторичных реагентсодержащих стоков [1-3].

Прежде всего, отметим, что особенностью нефтесодержащих стоков является то, что загрязняющие вещества промышленно-ливневых вод предприятий находятся в виде грубодисперсных суспензий и эмульсий, в коллоидном и растворенном состоянии. Выбор метода очистки нефтесодержащих сточных вод всегда зависит от количества стоков различных видов, их расходов, возможности и экономической целесообразности извлечения примесей; от требований к качеству отчищенной воды при ее использовании для повторного и оборотного водоснабжения или при сбросе в водоем; от мощности водоема, наличия вблизи районных или городских очистных сооружений.

При очистке нефтесодержащих сточных вод можно поставить ряд дополнительных условий – очистка должна обеспечивать: максимальное извлечение ценных примесей для

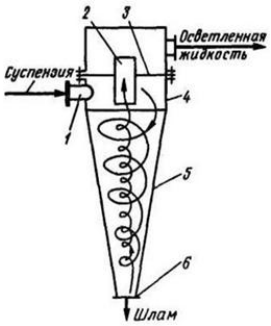
использования их по назначению; возможность безопасного применения очищенных вод в технических процессах; минимальный сброс стоков в природные водоемы в соответствии с действующими нормативами [1, стр. 4-8]. Для очистки сточных вод традиционно применяются следующие основные механические методы: отстаивание, механическая очистка на решетках и песколовках, удаление плавающих нефтепродуктов с применением скимеров; очистка напорной флотацией; механическая фильтрация.

Отстаивание является наиболее простым и дешевым технологическим способом выделения дисперсных примесей из воды. В основе этого метода лежит разделение в поле сил гравитации в условиях покоя или медленно движущегося потока жидкости. При этом взвешенные частицы с плотностью, большей плотности воды, осаждаются, а вещества с меньшей плотностью – всплывают. Основная масса нефтепродуктов в грубодисперсном и некоторая часть в эмульгированном состоянии удаляются из стоков в нефтеловушках. Этот метод применяется при содержании нефтепродуктов в сточных водах более 100 мг/л, а остаточное содержание загрязнений составляет 50-300 мг/л. Горизонтальная нефтеловушка представляет собой прямоугольный резервуар (рисунок 1, а), в котором из медленно движущегося потока сточных вод выделяются всплывающие нефтепродукты и оседающие механические примеси. [3, стр. 36-37]



1 - сточная вода; 2 - приемная камера;
3 - отстойная зона: 4 - очищенная вода;
5 - вертикальные полупогруженные перегородки;
6 - нефтесборные трубы;
7 - пленка всплывших нефтепродуктов

а - Горизонтальная нефтеловушка



1 - тангенциальный штуцер; 2 - патрубок;
3 - перегородка; 4-цилиндрический корпус;
5 - коническое днище; 6 - штуцер для выхода шлама

б - Циклон

Рисунок 1 Аппараты механической очистки сточных вод

Для интенсификации выделения дисперсных примесей из нефтесодержащих сточных вод применяют центрифугирование, которое проводят в центрифугах и гидроциклонах. В основе метода лежит разделение суспензий и эмульсий в поле центробежных сил. В центрифугах вращательное движение жидкости передается от вращающихся с большой скоростью элементов механизма, в гидроциклонах оно обеспечивается потоком жидкости, поступающей на разделение через тангенциально расположенный входной патрубок. Центрифуги наибольшее применение получили при сгущении суспензий высокой концентрации, и в технологии очистки сточных вод их целесообразно применять для обезвоживания осадков. Принцип действия гидроциклона показан на рисунке 1, б. [3, стр. 36-37]

Эмульгированные и тонкодисперсные нефтепродукты, оставшиеся в жидкости после отстаивания, можно выделить фильтрованием. Фильтрование – это механический способ выделения из воды дисперсных примесей путем пропуска ее через пористую среду. В

пористой среде частицы нефтепродуктов прилипают к поверхности фильтрующего материала и задерживаются порах. Наибольшее распространение для очистки нефтесодержащих вод получила загрузка из кварцевого песка и антрацитовой крошки. В последние годы изучаются загрузки из керамзита и полимерных синтетических материалов. [1-3].

Для гарантированного предохранения водоемов от загрязнения при неполадках и авариях на очистных станциях, а также с целью доочистки сточных вод после нефтеловушек проводят дополнительное отстаивание стоков в отстойных прудах. Отстойный пруд представляет собой открытый, возведенный в грунте резервуар, днище и откосы которого с целью изоляции стоков от грунтовых вод изготавливают из асфальтобетона, бетонных плит, полимерных пленочных материалов. Применение прудов накопителей совместно с фильтрованием позволяет снизить количество загрязнений до 50-10 мг/л [1-2].

При очистке нефтесодержащих сточных вод широко применяется напорная флотация. При флотации извлечение эмульгированных нефтепродуктов осуществляется пузырьками воздуха или смеси углеводородных газов, введенных в воду разными способами. Обычно прилипание частиц воздуха или другого газа к извлекаемой какого-либо вида частице обусловлено неполным смачиванием последней водой, т.е. ее гидрофобностью. В связи с этим флотационная очистка сточных вод технологически и экономически эффективна при извлечении примесей, обладающих природной гидрофобностью таких, как нефть, нефтепродукты. Включение установок напорной флотации в схемы очистки нефтесодержащих стоков позволяет снизить концентрацию загрязнений до 3 мг/л. Дальнейшее снижение концентрации загрязнений возможно путем применения реагентных и биохимических методов.

Таким образом, в работе рассмотрены механические методы очистки сточных вод и показано, что наилучших показателей очистки можно добиться при сочетании нескольких методов, что позволяет снизить количество загрязнений в сточных водах до минимально возможных значений. [3 стр.58 - 61]

Список использованных источников:

1. Кузубова, Л.И., Морозов, С.В. Очистка нефтесодержащих сточных вод: Аналит. обзор / Л.И. Кузубова, С.В. Морозов. – СО РАН. ГПНТБ, НИОХ. – Новосибирск, 1992. – 72 с.

2. Механические методы очистки сточных вод: метод. указания / сост. О. В. Колотова, И. В. Соколова, А. Б. Голованчиков; ВолгГТУ. – Волгоград, 2017. – 24 с

3. Стахов, Е. А. Очистка нефтесодержащих сточных вод предприятий хранения и транспорта нефтепродуктов / Е.А. Стахов – М.: Альянс, 2018. – 263 с.

4. Шлёкова, И.Ю. Механическая очистка сточных вод: учебное наглядное пособие / И.Ю. Шлёкова, А.И. Кныш ; Министерство сельского хозяйства Российской Федерации, Омский государственный аграрный университет имени П.А. Столыпина. – Омск : ФГБОУ ВО Омский ГАУ, 2020. – 82 с.

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ В ПЕРЕРАБОТКЕ НЕФТИ И ГАЗА

Шуликов Глеб Юрьевич
Руководитель: Чумакова Ольга Ивановна
Государственное бюджетное профессиональное образовательное учреждение Самарский политехнический колледж

Город Самара

Использование IT-технологий в нефте- и газопереработке

Эффективная нефте- и газопереработка практически невозможна без применения приборов контроля и регистрации, использовании вычислительной и информационно-измерительной и техники, приборов, оснащенных функцией авторегулирования, иными словами информационно – технических технологий.

С применением IT-технологий значительно повысилась эффективность эксплуатации действующих предприятий. Изучение и мониторинг процессов, происходящих при переработке нефти и природного газа, позволяют разработать более результативные методы переработки сырья на новых предприятиях нефтегазопереработки и нефтегазохимии. Применение информационные технологии в сфере нефте и газопереработки сводятся к автоматизации регистрации и контроля, успешно сочетаются с телемеханизацией и автоматизированными системами управления, разработанными для решения задач предприятий нефтегазоперерабатывающей промышленности в целом.

Одним из направлений развития информационных систем являются Системы усовершенствованного управления технологическим процессом (СУУТП).

1. Системы усовершенствованного управления

Повышение эффективности технологических процессов на действующих перерабатывающих предприятиях является одной из приоритетных задач нефтегазовой и химической отраслей промышленности. Данная задача становится особенно актуальной в периоды кризисных явлений в экономике, когда капиталоемкие способы увеличения производственных мощностей сильно ограничены. Одним из наиболее успешных и рентабельных методов увеличения эффективности непрерывных технологических процессов стало внедрение систем усовершенствованного управления (СУУТП).

СУУТП представляет собой программно-аппаратный комплекс, который является надстройкой над базовой системой управления (АСУТП) и предназначен для повышения эффективности ТП за счет улучшения качества управления и осуществления непрерывной оптимизации ТП по заданным экономическим критериям.

Преимущества работы СУУТП

- СУУТП регистрирует сигналы возмущений и вырабатывает управляющие воздействия с упреждением.
- СУУТП осуществляет многопараметрическое управление ТП, учитывая взаимовлияние параметров.
- Использование виртуальных анализаторов позволяет реализовать контуры управления по показателям качества продуктов.
- СУУТП осуществляет плавное управление подчиненными контурами регулирования и удерживает значения режимных параметров в близи допустимых ограничений, снижая тем самым запас по качеству продуктов установки.

Сравнительный график работы АСУТП и СУУТП

СУУТП предназначена для оптимального управления ТП в автоматическом режиме в соответствии с плановыми заданиями по качеству и количеству выпускаемой продукции; своевременного автоматического учета внешних возмущений, взаимовлияния технологических параметров, прогноза поведения ТП при управлении; автоматического расчета в режиме реального времени показателей качества получаемых продуктов на основе значений текущих параметров ТП.

Применение СУУТП позволяет повысить экономическую эффективность ТП за счет автоматического выбора оптимальных рабочих точек и поддержания оптимального режима работы; снизить разброс значений ключевых показателей качества получаемых продуктов; сократить время переходных процессов и потери качества продукции при изменениях производственных заданий; снизить нагрузку на оперативный персонал ТП за счет снижения количества контуров регулирования и автоматического вывода ТП на оптимальный рабочий режим. Эффекты от внедрения СУУТП

- повышение безопасности эксплуатации технологических установок и оборудования;
- увеличение производительности на 1-5%;
- сокращение энергопотребления на 3-10%;
- снижение потерь ценных продуктов 1-5%;
- сокращение времени выхода на режим от 10 %;
- снижение вариативности качества продукции;
- повышение качества продукции.

Усовершенствованное управление (УУ) ТП позволяет повысить эффективность производства путем придания АСУТП технологических установок дополнительных функций. При этом системы УУ могут стать фундаментом оптимизационных решений более высокого уровня.

Перспективы развития IT-инфраструктуры отрасли

В перспективах развития IT-инфраструктуры нефтегазовой отрасли в первую очередь лежит автоматизация полного спектра всех работ, связанных с разработкой, добычей, транспортировкой и переработкой нефти и природного газа. Ведь большое значение всё больше приобретает снижение себестоимости добычи, переработки, а также

транспортировки нефти и газа. Эту задачу опять же помогает решить автоматизация основных ключевых процессов в таких областях как проектирование и технологический контроль разведочного бурения, обсчитывание параметров бурения, управление геолого-геофизическими данными и т.д.

Особое значение уделяется в последнее время разработке специализированных баз данных и ПО для использования в геологических, технологических и производственных отделах. При этом учитывается совместимость новых версий с уже имеющимися на оснащении. Создаются и реализуются системы трехмерного проектирования и автоматизированного мониторинга объектов нефтехимии и нефтепереработки.

Список используемой литературы

1. Материалы сайта: https://www.karma-group.ru, Компания ЗАО «Карма Групп» - системный интегратор, поставщик ИТ-решений и технологий, серверного оборудования, суперкомпьютеров.
2. Материалы сайта: http://rg-optimum.ru/, Научно-производственная компания ОПТИМУМ.
3. П.Л. Логунов, М.В. Шаманин (ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»), Д.В. Кнеллер, С.П. Сетин, М.М. Шундерюк (ЗАО «Хоневелл»), Усовершенствованое управление ТП: от контура регулирования до общезаводской оптимизации.