ONHP.

VIII МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ 27-28 ОКТЯБРЯ 2017 ПАО «ОНХП» ОМСК, РОССИЯ



КОРПОРАТИВНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ПАО «ОНХП» ПАО «ОНХП»

МАТЕРИАЛЫ

VIII Международной научно-технической конференции

Редакционная коллегия:

Дерябина Л.Я., Почетный нефтехимик Российской Федерации, Главный инженер ПАО «ОНХП»;

Троян О.М., главный специалист механико-конструкторского отдела ПАО «ОНХП»;

Реутова О.А., старший преподаватель ФГБОУ ВО «Омский государственный университет им. Ф.М. Достоевского», координатор совета базовых кафедр корпоративного университета ПАО «ОНХП»;

Шеина Е.В., инженер 3 категории, начальник группы комплексного производственного отдела ПАО «ОНХП»;

Новиков Н.А., инженер отдела автоматизации ПАО «ОНХП».

М-34 Материалы VIII Международной научно-технической конференции ПАО «ОНХП». – Омск, 2017 г. – 94 с.

В сборник вошли материалы докладов участников VIII Международной научно-технической конференции, проходившей 27–28 октября 2017г. в городе Омске, посвященной вопросам будущего инженерного дела.

Основными тематическими направлениями, получившими свое отражение в материалах докладов участников, являются нефть и газ, шельфовые проекты, информационное моделирование, новые производственные технологии.

ISBN 978-5-9907412-2-5

УДК 658

© ПАО «ОНХП», 2017

ISBN 978-5-9907412-2-5





СОДЕРЖАНИЕ

Приветственное слово	5
Опыт строительства малоэтажных домов на малозаглубленных фундаментах на пучинистых грунтовых основаниях Р.Ш. Абжалимов	6
Развитие нефтехимического промышленного кластера Омской области А.В. Воробьева, И.Н. Квасов	10
Нефтегазовая отрасль как источник загрязнения окружающей среды и объект экологической экспертизы О.Ю. Бруева, Е.И. Шадрина, И.Р. Эфендиева	14
Оценка качества прямогонных газоконденсатных моторных топлив М.В. Гончаренко, В.Н. Носенко	18
Актуальные вопросы проектирования в условиях применения новой нормативной базы С.В. Милютин, А.С. Вотинцев	21
Устройства защиты от импульсных перенапряжений Ю.Ю. Долгопол	23
Создание базы данных объектов градостроительной деятельности как средство управления территориально-пространственным развитием (на примере городского округа Певек) И.А. Дробот, А.А. Цветков	26
Повышение энергоэффективности систем вентиляции в здании РТП с аппаратной АО «Газпромнефть-ОНПЗ» Е.Л. Дурандина	29
Винтовые подмости для обслуживания внутренней поверхности сферических резервуаров и газгольдеров Н.В. Дьяконов	33
Оценка риска трубопроводного транспорта углеводородов с морских нефтедобывающих платформ А.В. Занин, А.А. Мильке	35
Верификация методики численного исследования процесса теплообмена в кольцевых каналах теплообменного аппарата В.А. Захаров	39
Разработка мероприятий по снижению количества отложений в сырьевых теплообменниках установок гидроочистки дизельных топлив Ю.В. Ковтонюк, А.М. Дёмин	42
Вариант снижения стоимости реконструкции установки каталитического риформинга Л-35/11-600 АО «Газпромнефть-ОНПЗ» О.А. Компанейщикова	45
Международный опыт в области утилизации ПНГ Р.С. Курганов	47
Анализ проекта технического перевооружения действующей морской ледостойкой стационарной платформы С.Е. Липатов	52
Особенности каталитического крекинга остаточного сырья Д.Б. Литвинова, О.А. Реутова, С.В. Корнеев	53

Разработка приборов учета электрической энергии на основе цифрового сигнального процессора В.В. Афанасьев, Р.С. Зарипова	57
Автоматизация процесса разработки перечня закладных конструкций с применением программного продукта SmartPlant Instrumentation A.B. Назаров, Н.А. Новиков	60
Реконструкция блока разделения установки замедленного коксования Омского нефтеперерабатывающего завода Р.Н. Нурисламов	63
Применение машиностроительных САПР для проектирования элементов цифровых прототипов приборов И.И. Нуртдинов, Р.С. Зарипова	66
Разработка вариантов переработки пропан-пропиленовой фракции на нефтеперерабатывающем заводе О.Н. Олейникова	69
Оптимизация энергопотребления на установке первичной переработки нефти К.М. Поляков, В.Н. Носенко	73
Реконструкция блока очистки технологического конденсата (БОТК) установки производства серы. А.Н. Смирнова, О.А. Реутова	75
Метод утилизации попутного газа с шельфовых месторождений О.М. Троян, О.А Реутова, М.И. Бабидорич, А.С. Лаптев	76
Применение методов интеллектуального анализа данных для построения виртуальных анализаторов качества Р.А. Хакимов, Я.Д. Кондрашина	78
Численное моделирование перекачки высоковязкой нефти по действующему трубопроводу А.М. Хлопотенко	83
Улучшение низкотемпературных свойств летнего дизельного топлива методом электродепарафинизации Н.С.Яковлев, С.Г.Агаев	87
Решение проблемы выбросов паров углеводородов на нефтебазах И.Н. Квасов, Ю.В. Непойранова, А.К. Мусайбекова	90
Перспективные концепции технических средств для освоения глубоководных акваторий арктических морей В.Ф. Ленский, А.Г. Махмутов, М.В. Ковалев, И.Л. Благовидова, А.С. Тертышникова	93



Уважаемые участники, гости
VIII международной научно-технической конференции!

Сегодня одна из наиболее обсуждаемых тем – тотальная цифровизация экономики и промышленности, использование «умных моделей». Поэтому не случайно среди вопросов, предлагаемых участникам на обсуждение, много тех, что касаются технологий будущего.

В России уже принята программа «Цифровая экономика». Она стоит в ряду взаимосвязанных программ, среди которых Стратегия научнотехнологического развития Российской Федерации и Национальная технологическая инициатива. Все они реализуются в русле Четвертой промышленной революции и аналогичных направлений, которые разрабатываются в США, Германии и ряде других стран.

Те участники процесса, которые стремятся быть конкурентными на будущих рынках, обязаны стремительно реагировать на все изменения и вызовы. Компании, скорость реакции которых ниже темпов изменения внешних условий, выдавливаются с высокотехнологичных рынков: либо закрывается окно возможностей, либо стоимость продукции оказывается неадекватной ожиданиям рынка.

Важно, что в современном производстве произошли очень значимые изменения, в частности – смещение «центра тяжести» в этап проектирования. Традиционные подходы и технологии достигли своего «потолка» и становятся принципиально неконкурентоспособными. В связи с этим лидерами будут становиться те компании, которые, находясь в тренде Цифровой экономики, переносят акценты своей деятельности в область компьютерного инжиниринга, цифрового проектирования и моделирования, «умного» и аддитивного производства. По сути, для обеспечения лидерства через 10-15 лет, «захватить» пьедестал надо уже сейчас. Трудно себе представить, чтобы компания, не имеющая сегодня серьезных заделов на высокотехнологичном рынке, станет драйвером отрасли или рынка в будущем.

Четвертая промышленная революция не может состояться без инженеров – инженеров будущего, которые должны обладать навыками и компетенциями кросс-отраслевого характера, умея переносить лучшие практики из одной отрасли в другую. Проектировать и поддерживать такого рода инновации могут только люди, умеющие мыслить и работать масштабно. Уверен, что эта конференция собрала именно таких.

Желаю вам, уважаемые коллеги, друзья, творческой атмосферы, плодотворных дискуссий, полезного обмена опытом и успехов во всех направлениях вашей деятельности! Инженерное дело – это очень увлекательная и перспективная отрасль. Мечтайте и творите, и вместе мы сможем изменить наше будущее.

Генеральный директор ПАО «ОНХП», Депутат Законодательного Собрания Омской области

И.М.Зуга

ОПЫТ СТРОИТЕЛЬСТВА МАЛОЭТАЖНЫХ ДОМОВ НА МАЛОЗАГЛУБЛЕННЫХ ФУНДАМЕНТАХ НА ПУЧИНИСТЫХ ГРУНТОВЫХ ОСНОВАНИЯХ

Р.Ш. Абжалимов

Советник генерального директора АО ТПИ «Омскгражданпроект», к.т.н., член JSSMGE, г. Омск

Введение

С 1965 года в г. Омске на стройках нефтехимии начали внедрять свайные фундаменты на морозоопасных грунтовых основаниях. В настоящее время они применяются повсюду в суровых природно-климатических условиях России, независимо от этажности зданий и надземных сооружений, при строительстве подземных резервуаров для хранения воды, котельных, подстанций, эстакад и т.п. Это вызвано, с одной стороны, отсутствием законченных расчетнотеоретических, натурных и лабораторных исследований взаимодействия фундаментов (сооружений) с пучинистыми грунтами под их подошвой и боковой поверхностью, необходимых для реализации указаний [1], допускающий назначить «... глубину заложения наружных фундаментов независимо от расчетной глубины промерзания, если: специальными исследованиями и расчетами установлено, что деформации грунтов основания при их промерзании и оттаивании не нарушают эксплуатационную надежность сооружения». С другой стороны, отсутствием заинтересованности региональных и муниципальных органов власти при финансировании строек из федерального бюджета, а также проектных и строительных организаций и их СРО – в снижении стоимости и трудоемкости строительства из-за отсутствия законодательной базы для обязательного применения инновационных технологий в строительном комплексе [2].

Новые инновационные технологии при устройстве малозаглубленных фундаментов на пучинистых грунтовых основаниях

Проводимые в институте АО ТПИ «Омскгражданпроект» и ООО НИПСФ «АБИК» с 1976 года расчетно-теоретические, натурные и лабораторные исследования взаимодействия фундаментов и подземных сооружений с пучинистыми грунтами под их подошвой и боковой поверхностью с различными подземными и надземными сооружениями позволили получить за сорок лет исследований новые проектно-конструкторские и технологические решения, новизна которых защищена 17 патентами на изобретения и полезные модели и одним научным открытием [3,4]. Полученные инновационные проектно-конструкторские и технологические решения сертифицированы в виде 5 инновационных технологий на соответствие их действующим строительным правилам и нормам, ГОСТам и стандартам и получены Свидетельства от ФГУП «Стандартинформ» о добровольной их регистрации.

Использование сезоннопромерзающего пучинистого грунта в качестве основания для фундаментов 3-х этажного многоквартирного жилого дома из сборных железобетонных конструкций крупнопанельного домостроения по серии 90 (ОМ) в г. Омске

Отметим, что у автора уже был опыт использования пучинистого грунтового основания при строительстве 9-ти этажного кирпичного дома на 144 квартир в г. Омске, который опубликован в 2001 [5].

В соответствии с техническим заданием на проектирование 3-х этажного 36-квартирного жилого дома из трех блок-секций, утвержденным Заказчиком 000 «СМТ «Стройбетон», предусматривалось использовать наши инновационные технологии [6, 8, 10] с целью снижения стоимости и трудоемкости строительства фундаментов по сравнению с аналогом – свайными фун-



даментами из свай длиной 8–9 м. в мягко- и текучепластичных суглинках, залегающих с поверхности земли до глубины 4,6 м.

Суглинок текучепластичный с прослоями мягкопластичного обладает следующими физико-механическими характеристиками: природная влажность W=0,3; влажность на границе текучести WT=0,33; влажность на границе раскатывания WP=0,19; показатель текучести JL=0,79; число пластичности Jp=14; вес в природном состоянии P=19,2 кH/m3; вес сухого грунта Pd=14,6 кH/m3; коэффициент водонасыщения Sr=0,99; коэффициент пористости e=0,81; модуль деформации E=2,3 МIIа; угол внутреннего трения II5; удельное сцепление II6 кII1 кII1 кII1 кII2 вес частиц грунта II3 кII3 кII3 вес частиц грунта II3 кII4 кII5 кII6 кII7 кII8 кII9 к

Уровень грунтовой воды находился от поверхности земли на отметке 1,5 м на момент строительства в августе 2016 года, глубина промерзания согласно [1] – 1,94 м для сухого грунта.

Определение расчётной глубины сезонного промерзания и толщины твердомерзлого слоя грунта под фундаментами на период строительства для оголенной от снега поверхности при влажности текучепластичного суглинка W = 0,3 и Tbf = -0,2C согласно [6] [7].

Глубину промерзания увлажненных грунтов при наличии двух типов грунтов (песок и суглинок) определяем согласно указаниям. Под фундаментами для наружных стен она составила 1,94 м. То же под техподпольем для фундаментов под внутренние стены – 1,8 м, состоящих из уплотненной песчаной подушки из мелкого непучинистого песка толщиной 0,8 м, песчаной подсыпки под полы техподполья толщиной 0,4 м и текучепластичного суглинка толщиной 0,6 м.

Толщина твердомерзлого грунта под фундаментами для внутренних стен составила согласно [6] (см. рис.1 поз.3) – 1,5 м, а толщина пластично-мерзлого слоя грунта – 0,3 м.

Фундаменты под наружные стены, лоджии и входы в лестничные клетки утепляли экструдированным «Пеноплексом» ГОСТ 32310-2012 (ф) толщиной и шириной по тепло-техническому расчету (см. рис.2).

Промораживание грунтов под подошвами фундаментов под наружные и внутренние стены происходило со стороны техподполья.

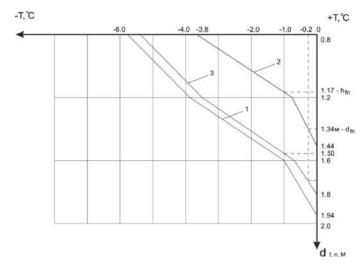


Рис. 1. Графики распределения температур в грунте для оголенной от снега поверхности: 1 – для суглинка согласно [1]; 2 – то же, при влажности грунта W=0,3 для фундамента; 3 – то же, для водопровода согласно [5]

Определение зависимости величины морозного пучения мягко-текучепластичного суглинка от давления в лабораторных условиях производится согласно [8, 9].

Определение распределения давления от фундамента на промерзаемый грунт по глубине промерзания производится согласно [10].

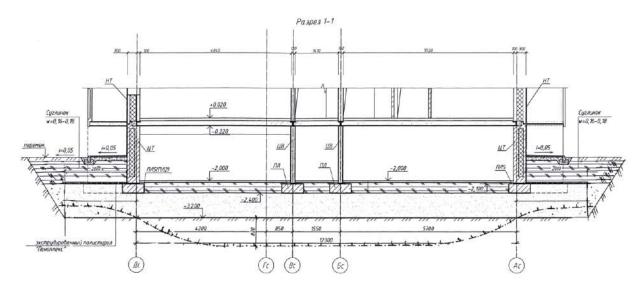


Рис. 2. Поперечный разрез жилого дома №12: 1 – пол цементный, 2 – подсыпка под пол из суглинка W=0.16-0.18, 3 – песок мелкий, уплотненный е=0.55, 4 – суглинок текучепластичный, 5 – расчетная глубина промерзания, 6 – утеплитель «пеноплекс»

Определение предельно допустимого давления на оттаивающее основание определяется в лабораторных условиях согласно [8].

Расчет здания на неравномерные деформации основания и при оттаивании последнего производится согласно [10].

Технико-экономические показатели от внедрения 3х ЕИТ

При определении технико-экономических показателей в качестве аналога использованы свайные фундаменты 3-х этажного аналогичного здания, построенного в этом же микрорайоне в аналогичных грунтовых условиях.

Общая площадь квартир – 1761,3 м2.

Общая площадь дома – 1947,2 м2.

Сметные показатели при строительстве фундаментов

Показатель	Аналог – жилой дом №7 (свайные фундаменты)	Жилой дом №12 с использованием ЕИТ на малозаглубленных фундаментах		
Сметная стоимость фундаментов, тыс. руб.	5335,46	1475,025		
Средства оплаты труда, тыс. руб.	420,713	72,505		
Трудоемкость, чел./час	1686	346		

Отметим, что при использовании пучинистых грунтовых оснований под мелкозаглубленные фундаменты взамен свайным фундаментам, увеличиваются затраты на лабораторные исследования примерно на 250–300,0 тыс. руб. в текущих ценах. При этом исключаются полевые работы по статическому зондированию для проектирования свайных фундаментов на сумму около 83,0 тыс. рублей.

В настоящее время осуществляется строительство еще 6 домов по нашей технологии в этом микрорайоне.



- 1. СП 22.13330.2011. Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83*. М. 2011. 161 с.
- 2. Абжалимов Р.Ш. «О коммерциализации научно-технической деятельности в строительной отрасли» // Экономика строительства. № 1, 2016. С. 44–47.
- 3. Абжалимов Р.Ш. Диплом №474 на научное открытие «Закономерность распределения вертикальных напряжений морозного пучения по подошве твердомерзлого грунта, находящегося под внешней нагрузкой» // Научные открытия. М: РАЕН, 2014. С. 48–50
- 4. Абжалимов Р.Ш. Использование сезонно промерзающих пучинистых грунтов в качестве оснований для фундаментов малоэтажных зданий и подземных сооружений в инженерной практике», г. Омск: Омскбланкиздат, 2013, 442 с.
- 5. Абжалимов Р.Ш. Опыт строительства жилого дома на подсыпке при глубоком сезонном промерзании грунтов // Промышленное и гражданское строительство. 2001. № 4. С. 49–51.
- 6. СТО 11888052-001-2014. Определение температуры грунтов по глубине промерзания при проектировании фундаментов и подземных инженерных коммуникаций на территории населенных пунктов Омской области (Инновационная технология), ООО НИПСФ «АБИК», 2014. 36 с.
- 7. СП 25.13330.2012. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция. СНиП 2.02.04-88, М. 2012.
- 8. СТО 11888052-002-2014. Грунты. Метод лабораторного определения относительной деформации морозного пучения грунта от давления, максимального значения давления морозного пучения, предельно допустимого давления на оттаивающее основание от фундамента (Инновационная технология). ООО НИПСФ «АБИК», г. Омск. 2014. 22 с.
- 9. Абжалимов Р.Ш., Головко Н.Н. Лабораторные исследования зависимости морозного пучения грунта от давления. // Основания, фундаменты и механика грунтов. 2009. С. 25–30.
- 10. СТО 11888052-004-2014. Проектирование и устройство фундаментов малоэтажных жилых и общественных зданий на пучинистых грунтовых основаниях (Инновационная технология). ООО НИПСФ «АБИК», г. Омск. 2014. 91 с.

РАЗВИТИЕ НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО ПРОМЫШЛЕННОГО КЛАСТЕРА ОМСКОЙ ОБЛАСТИ

А.В. Воробьева, И.Н. Квасов

Эксперт отдела повышения конкурентоспособности экономики и развития приоритетных кластеров департамента приоритетных направлений развития региона Министерства экономики Омской области, г. Омск

Кандидат экономических наук, профессор кафедры «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология» ФГБОУ ВО «Омский государственный технический университет», г. Омск

Нефтехимическая промышленность Омской области играет существенную роль в экономической системе России и Омской области.

Согласно Стратегии социально-экономического развития Омской области до 2025 года создание промышленных кластеров в Омской области, в том числе с нефтехимической специализацией, является одним из приоритетных направлений роста конкурентоспособности экономики региона.

Важность создания и развития нефтехимических кластеров в Российской Федерации определена в Стратегии развития химического и нефтехимического комплекса на период до 2030 года.

В настоящее время к нефтехимической отрасли промышленности Омской области относятся предприятия по выпуску продукции на основе углеводородного сырья (каучук, полипропилен, резинотехнические изделия, шинная продукция, ризолин, смазочно-охлаждающие жидкости и т.д.).

Основным сдерживающим фактором развития нефтехимической промышленности Омской области является высокая доля импорта как базовых, так и специальных компонентов, неадаптированная система таможенных пошлин, а также высокие тарифы на электрическую энергию и транспортировку продукции.

Другой проблемой отрасли является избыток нефтехимического сырья (сжиженные углеводородные газы, нафта, этан) и высокий потенциал роста спроса на нефтехимическую продукцию (полимеры, синтетические каучуки, продукция органического синтеза) при имеющемся дефиците мощностей производства мономеров – этилена и пропилена (мощности пиролиза).

Решение данных проблем должно быть основано на повышении уровня взаимодействия промышленных предприятий, научно-образовательных учреждений и представителей региональных органов государственной власти с целью создания новых конкурентных преимуществ нефтехимической промышленности Омской области. Таким образом, повышение уровня кооперации должно быть обеспечено за счет создания нефтехимического промышленного кластера, который представляет собой сильную связку конкурентоспособных компаний, реализующих практически все сырьевые и перерабатывающие возможности Омской области как для нефтепереработки, так и для нефтехимии. Кооперация между промышленными предприятиями и научной средой является богатым источником инноваций и обеспечивает ускорение сразу в нескольких направлениях. Немаловажное внимание также должно быть уделено и международной кооперации, повышение уровня которой позволит заимствовать у иностранных компаний передовые технологии и методы управления, продвигать передовые российские технологии на мировой рынок.

С целью повышения уровня кооперации промышленных предприятий региона, в технологических цепочках которых используется продукция нефтехимической промышленности, в Омской области продолжится реализация мероприятий по созданию и развитию новых малых и средних компаний (которые могут быть вовлечены в орбиту Нефтехимического промышленного кластера Омской области), промышленная продукция которых может быть использована в технологических процессах крупных промышленных предприятий.

VIII МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ



Сегодня Нефтехимический промышленный кластер объединяет основные производственные предприятия, работающие в сфере нефтехимии, производства конечных изделий из нефтехимической продукции, а также организации, относящиеся к вспомогательным и поддерживающим сегментам.

Кластерное развитие нефтехимических предприятий Омской области будет способствовать снижению затрат на переподготовку кадров, консалтинговые и инжиниринговые услуги, разработку новых технологий и продуктов, решению социальных и инфраструктурных задач и др. Кроме того, кластер станет формой поддержки и интеграции малого и среднего бизнеса в технологические цепочки якорных нефтехимических предприятий Омской области, включая ПАО «Омский каучук»; 000 «Омсктехуглерод»; АО «ГК «Титан» и ряда других.

Развитие существующих и приобретение новых компетенций участников промышленного кластера планируется осуществить, в том числе, за счет реализации совместных инвестиционных внутрикластерных проектов с привлечением организаций инфраструктуры кластера.

К числу ключевых факторов конкурентоспособности Нефтехимического промышленного кластера Омской области относятся:

- наличие сырья (нефтепровод, нефтеперерабатывающий завод способны поставить достаточный объем сырья для развития нефтехимии) и газопровода на территории Омской области;
- развитая база производственных мощностей в нефтепереработке (наличие нефтеперерабатывающего завода) и нефтехимии (наличие заводов по производству синтетических каучуков, технического углерода, полипропилена);
- значительный объем производства конечных изделий предприятий по производству шин и полиэтиленовых труб.

Успешная реализация Программы развития Нефтехимического промышленного кластера будет способствовать созданию в Омской области в долгосрочной перспективе развитого сегмента средне- и крупнотоннажной нефтехимии с увеличением глубины переработки нефти, а также конкурентоспособного на мировом уровне регионального центра инжиниринга. В среднесрочной перспективе реализация Программы приведет к развитию сегмента производства новых конкурентоспособных видов конечных изделий, обладающих улучшенными потребительскими свойствами.

Участниками кластера являются 10 промышленных предприятий, из которых якорными промышленными предприятиями являются: ПАО «Омский каучук»; ООО «Омсктехуглерод»; АО «ГК «Титан».

В состав участников Кластера входят предприятия и организации, способные последовательно осуществлять полный цикл работ по разработке, внедрению и производству высококачественной продукции, включая: ПАО «Омский каучук», ООО «Омсктехуглерод», ООО «Поли-Про-Пак», ООО «РИЗОЛИН», АО «ГК «Титан», ЗАО Научно-производственное объединение «Промэкология», ООО «Полимер-Пласт», ООО «Полиом», ЗАО Фирма «Кайрос», НПФ «Омрезинотехника».

Участники кластера взаимосвязаны совместными научно-техническими и социально-экономическими проектами. Выпуском конечной продукции занимаются 7 промышленных предприятий, в состав которых входят: ЗАО Фирма «Кайрос», НПФ «Омрезинотехника», ООО «РИЗОЛИН», ЗАО «ЭКООЙЛ», ЗАО Научно-производственное объединение «Промэкология», ООО «Полиом», ООО «Омсктехуглерод».

В перечень научно-исследовательских и научно-образовательных учреждений кластера входит ФГБОУ ВПО «Омский государственный технический университет», а также БПОУ Омской области «Омский промышленно-экономический колледж».

Кроме образовательных учреждений, в состав кластера входят проектные организации, а также финансовые институты, в частности, в нашем регионе – Россельхоз банк.

Структура выпускаемой предприятиями Нефтехимического промышленного кластера Омской области промышленной продукции представлена шестью укрупненными группами товаров:

- 1. полипропилен;
- 2. пластики;
- 3. полиэтилен;
- 4. бензин для промышленных целей (БПЦ);
- 5. каучук;
- 6. метил-трет-бутиловый эфир (МТБЭ).

Работа по объединению в кластер нефтехимических предприятий началась с создания 30 июня 2016 года Ассоциации содействия развитию Нефтехимического промышленного кластера Омской области.

Также хотелось бы отметить, что кроме реализации Стратегии социально-экономического развития Омской области до 2025 года, создание кластера решает еще одну важную задачу, а именно: в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 28 января 2016 года № 41 «Об утверждении Правил предоставления из федерального бюджета субсидий участникам промышленных кластеров на возмещение части затрат при реализации совместных проектов по производству промышленной продукции кластера в целях импортозамещения», участники промышленных кластеров могут претендовать на получение из федерального бюджета субсидий при реализации совместных проектов по импортозамещению.

Результатом всех мероприятий в регионе явилось включение Нефтехимического промышленного кластера Омской области в реестр промышленных кластеров Министерства промышленности и торговли Российской Федерации.

Стоит отметить, что он вошел в тройку первых зарегистрированных промышленных кластеров по данной специализации.

Несмотря на «молодость» кластера, уже сегодня реализуются следующие проекты:

1. «Организация производства этилена и пропилена».

Проект предполагает производство импортозамещающих продуктов, входящих в состав плана мероприятий по импортозамещению в нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслях промышленности Российской Федерации – этилена. В настоящее время доля импортной продукции на российском рынке (этилена) составляет более 26%. Лидером по импортным поставкам в 2015 году в Российскую Федерацию является Беларусь (более 15%), ведущий поставщик полиэтилена – BOREALIS AG (11,6%). Среди других зарубежных стран, промышленные предприятия которых являются крупными поставщиками полиэтилена на российский рынок, являются Корея, Саудовская Аравия, Финляндия и Германия. Создание производства этилена из сухого газа для 000 «Полиом».

Реализация совместного проекта будет способствовать повышению уровня конкуренции на российском рынке этиленовой и полиэтиленовой продукции, в том числе, импортным производителям: LotteChemical (Южная Корея), SK Corporation (Южная Корея), KoreaPetrochemical (Южная Корея) и Daelim (Южная Корея), Sabic (Саудовская Аравия), SCG (Таиланд) и др.

Одним из ключевых результатов реализуемого совместного проекта станет существенное снижение зависимости российских потребителей этилена и полиэтилена от импорта.

2. «Первый этап создания промышленного комплекса по производству бисфенола-А и поликарбоната: подготовка технологической и сырьевой базы».

Проектом предусматривается проведение глубокой модернизации производства фенолацетона с переходом на цеолитное алкилирование производства изопропилбензола (ИПБ) и изопропилового спирта (ИПС). Проект предполагает повышение эффективности каждого этапа производственного процесса:

• перевод первой стадии процесса производства изопропилбензола (ИПБ) на более совершенный и экологичный процесс алкилирования на цеолитном катализаторе;



- модернизация производства фенола/ацетона с заменой основного технологического оборудования реакторного отделения, переводом системы управления на современную микропроцессорную базу, повышением производительности установки в целом;
 - создание узла более глубокой переработки ацетона производства ИПС.

Результатом данного проекта станет создание современной технологической и сырьевой базы для запуска комплекса по производству импортозамещающей продукции – бисфенола-А и поликарбоната. В результате реализации проекта ПАО «Омский каучук» объем производства фенола достигнет 90000 т/год, ацетона – 55816 т/года, ИПС – 30000 т/год.

- 1. Постановление Правительства Российской Федерации от 31 июля 2015 года № 779 «О промышленных кластерах и специализированных организациях промышленных кластеров».
- 2. Постановление Правительства Российской Федерации от 28 января 2016 года № 41 «Об утверждении Правил предоставления из федерального бюджета субсидий участникам промышленных кластеров на возмещение части затрат при реализации совместных проектов по производству промышленной продукции кластера в целях импортозамещения».
- 3. Указ Губернатора Омской области от 24 июня 2013 года № 93 «О Стратегии социальноэкономического развития Омской области до 2025 года.
- 4. Воробьева А.В., Квасов И.Н. Создание и развитие Нефтехимического промышленного кластера Омской области. Двадцать третьи апрельские экономические чтения, материалы международной научно-практической конференции. 2017. Издательство: Омский филиал Финансового университета при Правительстве РФ, г. Омск.
- 5. Квасов И.Н., Плетнев А.Г. Импортозамещение в нефтехимической промышленности. О некоторых вопросах и проблемах экономики и менеджмента, сборник научных трудов по итогам международной научно-практической конференции. 2016. Издательство: Инновационный центр развития образования и науки, г. Красноярск.

НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ КАК ИСТОЧНИК ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ОБЪЕКТ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ

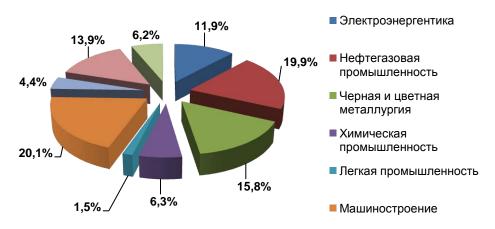
О.Ю. Бруева, Е.И. Шадрина, И.Р. Эфендиева

Инженер 3 категории отдела технологии водоснабжения, водоотведения и экологии ПАО «ОНХП», г. Омск

Инженер 2 категории отдела технологии водоснабжения, водоотведения и экологии $\Pi AO \ll OHX\Pi \gg r$. Омск

Начальник группы экологии отдела технологии водоснабжения, водоотведения и экологии ПАО «ОНХП», г. Омск

В настоящее время Россия занимает второе место в мире по добыче нефти и газа после США. По данным Международного энергетического агентства (МЭА) доля России в мировой добыче нефти составляет 11,2%, газа – 18,3%. Все технологические процессы нефтегазовой отрасли (разведка, бурение, добыча, сбор, транспортирование, хранение и переработка) при соответствующих условиях могут загрязнять окружающую среду. Эти процессы способны воздействовать практически на все компоненты окружающей среды: воздух, воду, почву, человека, растительный и животный мир. Количество загрязняющих веществ, поступающих в окружающую среду (выбросы в атмосферу, сбросы в водные объекты и размещение отходов) от нефтегазовой отрасли (промышленности) составляет 19,9%, см. диаграмму.



Негативное воздействие на компоненты окружающей среды предприятия нефтегазовой отрасли оказывают в результате:

- изъятия земельных ресурсов и их нарушения при строительстве объектов нефтегазовой отрасли;
 - сжигание попутного нефтяного газа на факеле;
- выбросы загрязняющих веществ в результате добычи, транспортировки, хранения и переработки нефтепродуктов;
 - сбросов загрязненных сточных вод в поверхностные и подземные водные объекты;
- захоронения отходов, образующихся в процессе эксплуатации предприятий нефтегазовой отрасли (нефтешламы, буровые шламы и др.);
 - аварийных разливов нефти и нефтепродуктов.

В настоящее время человечество находится в периоде сверхинтенсивного использования ресурсов окружающей среды таких как нефть и газ – расход данных ресурсов превышает их прирост, что неизбежно ведет к исчерпанию запасов. Так в соответствии с данными Министерства энергетики России в 2016 году добыча нефтяного сырья в России составила 547,5 млн. тонн, что на 0,5 млн. тонн выше «максимального варианта» обозначенного в Генсхеме-2020,



которая определяет предварительный анализ добычи нефти на перспективу. Аналогичные тенденции прослеживаются и в газовой отрасли.

При современных способах разработки нефтяных и газовых месторождений 40-50% разведанных запасов нефти и 20-40% природного газа остаются неизвлеченными из недр, при этом, 1-17% нефти, газа и нефтепродуктов теряются в процессах добычи, подготовки, переработки, транспортирования и использования [4].

Таким образом, во всех видах производственной деятельности предприятий нефтегазовой отрасли окружающая среда используется как источник потребляемых природных ресурсов и как природная емкость для хранения углеводородного сырья и для сброса непригодных для дальнейшего использования на данном этапе развития производственных отходов.

В настоящее время в рамках предмета экологического права сформулировано комплексное понятие «эколого-правовое регулирование нефтегазового комплекса», которое включает в свой состав интегрированные нормы, направленные на охрану окружающей среды как экосистемы, дифференцированные (поресурсные) нормы, направленные на охрану отдельных природных ресурсов, а также экологизированные нормы других отраслей права [1].

Под эколого-правовым регулированием следует понимать целенаправленное воздействие государства в лице уполномоченных органов и органов местного самоуправления на общественные отношения, складывающиеся в сфере взаимодействия общества и природы, в том числе, в сфере охраны окружающей среды, защиты и гарантии экологических прав и общественных интересов личности, в освещении рационального природопользования и охраны природных объектов и компонентов окружающей среды.

В свою очередь, целенаправленное воздействие государства в первую очередь должно обеспечиваться государственно-экологической политикой, заключающейся в [2,3]:

- переходе на новую систему технологического нормирования, основанную на принципах наилучших доступных технологий;
- комплексная автоматизация является одним из наиболее перспективных путей ограждения окружающей среды от загрязнения в процессе добычи, транспортировки и хранения нефти;
- предупреждении (профилактике) и планировании долгосрочных потенциальных негативных экологических последствий посредством управления экологическими, промышленными и техногенными рисками;
- восстановлении нарушенных естественных экологических систем, в том числе, ликвидации экологического ущерба, связанного с прошлой экономической и иной деятельностью в сфере недропользования;
- введении категории «экологически чистая продукция», которая подразумевает отсутствие любого негативного воздействия на ОС в течение всего жизненного цикла продукции. В ряде зарубежных стран предприятие не получает разрешение на выпуск продукции, если в проектной документации не предусмотрен экологически безопасный способ ее утилизации после потери потребительских свойств.

В Российской Федерации также существует ряд мероприятий, направленных на предупреждение и уменьшение негативного воздействия объектов нефтегазовой отрасли на этапе их проектирования. Разработка проектной документации (на новое строительство, реконструкцию, модернизацию или ликвидацию) таких объектов осуществляется в соответствии с законодательными актами РФ, включающими и экологические факторы риска, и подлежит экспертизе для получения разрешения на строительство. Экспертиза проектной документации проводится с целью установления соответствия документации всем необходимым техническим требованиям, включая экологические нормы, установленные техническими регламентами и законодательством в области охраны окружающей среды. В целях предотвращения негативного воздействия на окружающую среду в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли закла-

дываются экологические решения, позволяющие снизить негативное воздействие на природную среду при помощи использования передовых технологий и наилучших технических устройств.

Проблема охраны и сохранения окружающей природной среды должна стать государственной проблемой в нашей стране. Рациональное использование ресурсов, бережное отношение к природе – единственно возможный путь спасения живой среды и самого человечества.

На данный момент проведение государственной экологической экспертизы (ГЭЭ) обязательно только на этапе подготовки к строительству наиболее сложных объектов, планируемых на морском шельфе, во внутренних морских водах, особо охраняемых природных территориях или связанных с обезвреживанием или размещением отходов.

В ближайшее время в сфере проектирования объектов, оказывающих негативное влияние на окружающую среду, произойдут серьезные изменения, призванные усовершенствовать процесс проверки соответствия проектной документации экологическим требованиям законодательства РФ [5,6, 7, 8, 9].

Ряд важных аспектов проведения экологической экспертизы, к которым должны быть готовы проектировщики и заказчики проектов строительства и реконструкции предприятий, регламентируются изменениями в нормативно-правовой базе следующими важными поправками.

С 1 января 2018 года Федеральный закон № 174 «Об экологической экспертизе» [7] обяжет заказчиков проектной документации проходить государственную экологическую экспертизу федерального уровня для всех объектов I категории, определяемых в соответствии с Постановлением Правительства РФ №1029 от 28.09.15г. [8] как оказывающие значительное негативное воздействие на окружающую среду. Это все особо опасные и технически сложные объекты капитального строительства и реконструкции: предприятия нефте- и газодобычи, производства нефтепродуктов, металлургии и т.д. Данные изменения несут ряд экологических, временных и финансовых рисков, связанных с увеличением сроков согласования документации, усложнением процесса экспертизы, а также с тем, что экологическая составляющая будет оцениваться в отрыве от технических решений и результатов инженерных изысканий.

Такое положение дел непременно приведет к тому, что увеличится риск прохождения повторных экспертиз. В ходе процедуры государственной экспертизы разработчикам придется вносить изменения в техническую часть проекта, и они будут обязаны повторно проходить экологическую экспертизу. Как следствие, процесс согласования усложнится, а сроки реализации Проекта растянутся.

Как же снизить риски, связанные с данной законодательной инициативой?

Прежде всего, необходимо подробно изучить данную процедуру и осознать важность коренного посыла, вложенного в эти изменения, уделяющие особое внимание оценке соответствия проектной документации именно экологическим требованиям. Что еще раз доказывает актуальность проблемы охраны и сохранения окружающей природной среды на сегодняшний день.

Многолетний опыт работы Главгосэкспертизы России и других уполномоченных в области охраны окружающей среды и санитарно-эпидемиологической безопасности органов показал, что решения, позволяющие предотвратить негативное воздействие, не находятся автоматически во время строительства и эксплуатации объекта, об этом нужно позаботиться заранее. Поэтому необходимость ужесточения контроля на стадии проектирования способствует снижению вероятности возникновения социально значимых негативных последствий для окружающей среды.

Что касается непосредственно разработки проектной документации, то стоит выделить следующее. Необходимо выполнение проектной документации более высокого качества, основанной на достоверных результатах инженерно-экологических изысканий, повышение уровня специалистов, обосновывающих технические решения, применение в проектах наилучших до-



ступных технологий, заблаговременная подготовка сведений по ограничениям природопользования, а также учет стратегической экологической оценки на стадии обоснования инвестиций проекта и других предпроектных проработках.

Природоохранные вопросы не должны быть на втором плане или решаться по остаточному принципу, напротив, они должны стать приоритетными.

- 1. Эколого-правовое регулирование нефтегазового комплекса России. Я.А. Блажеев. Доклады отраслевого совещания по экологии, г. Уфа, 2003 г.
- 2. Кутжанова А.Н., Колесников А.С., Аликулов А.С. «Источники загрязнения окружающей природной среды в нефтегазовой промышленности»
 - 3. Economics.Studio. [Электронный ресурс]/ http:// www.economics.studio.
 - 4. Интерфакс-ЭРА [Электронный ресурс]/ http://www.interfax-era.ru.
- 5. «Градостроительный кодекс Российской Федерации» от 29.12.2004г. №190-ФЗ (ред. от 29.07.2017г.) (с изм. и доп., вступ. в силу с 30.09.2017г.).
- 6. Федеральный закон от 10.01.2002г. №7-ФЗ (ред. от 29.07.2017г.) «Об охране окружающей среды».
- 7. Федеральный закон от 23.11.1995г. №174-ФЗ (ред. от 29.12.2015г.) «Об экологической экспертизе».
- 8. Постановление Правительства РФ от 28.09.2015г. №1029 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий».
- 9. Федеральный закон от 21.07.2014г. №219-ФЗ (ред. от 03.07.2016г.) «О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации».

ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ПРЯМОГОННЫХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МОТОРНЫХ ТОПЛИВ

М.В. Гончаренко, В.Н. Носенко

Техник 1 категории отдела комплексного проектирования ПАО «ОНХП», г. Омск Эксперт отдела повышения конкурентоспособности экономики и развития приоритетных кластеров департамента приоритетных направлений развития региона Министерства экономики Омской области, г. Омск Кандидат технических наук, доцент кафедры химической технологии ФГБОУ ВО «Омский государственный университет им. Ф.М. Достоевского», г. Омск

Применение компьютерного моделирования в процессе проектирования позволяет проводить необходимые расчеты, находить оптимальные схемы технологических процессов, прогнозировать влияние различных факторов на параметры процесса, а также оценивать выход и качество получаемой продукции.

Цель работы – определить, из каких газовых конденсатов можно получить прямогонные топливные фракции, качество которых близко к качеству товарных топлив.

Для этого была проведена оценка основных качественных характеристик прямогонных топлив, получаемых из газовых конденсатов различных месторождений.

Газовые конденсаты – жидкая смесь углеводородов, выделяющаяся из потока при добыче газа при понижении давления и температуры газовой смеси. Это ценное сырье для получения моторных топлив в связи с гораздо большим содержанием в них светлых фракций, чем в нефти. Также газовые конденсаты имеют меньшую плотность и, как правило, более низкую температуру застывания, меньшее количество серы и не содержат воды. Для получения товарных топлив из прямогонных газоконденсатных фракций достаточно их минимальной дополнительной переработки, а некоторые прямогонные газоконденсатные фракции уже отвечают требованиям соответствующих ГОСТ на топлива. Поэтому прибыль, получаемая при переработке одной тонны конденсата, в два с лишним раза больше, чем при переработке нефти [1,4,6].

В ПП Aspen HYSYS была создана компьютерная модель установки фракционирования газового конденсата, включающая в себя отбензинивающую, атмосферную и две отпарные колонны (рис.1).

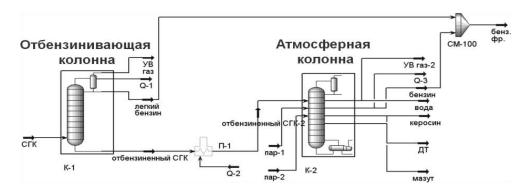


Рис. 1. Имитационная модель установки фракционирования

На основе построенной модели можно оценить следующие показатели качества топлив:

- плотность и вязкость фракции в свойствах потока;
- октановое число, цетановый индекс, температуры вспышки и застывания, а также соотношение парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов утилита «Свойства фракций при низких температурах»;
 - фракционный состав утилита «Кривые температур кипения».



В таблицах 1 и 2 представлены результаты оценки качества прямогонной керосиновой и дизельной фракций, полученных из газовых конденсатов Пуровского, Мыльджинского, Уренгойского (скв. 213-1, скв. 212-4) месторождений [2,5]. Качество прямогонных бензиновых фракций не отвечает требованиям ГОСТ из-за низкого октанового числа, поэтому подробно не рассматривается.

Выходы фракций, получаемых на установке, были выведены в электронную таблицу ПП Aspen HYSYS [3]. Для этого достаточно связать ячейки таблицы с расходами потоков (бензиновой, керосиновой и дизельной фракций) и ввести необходимые формулы (рис. 2). Это позволяет оперативно отслеживать изменение выходов при изменении режима работы установки.

Таблица 1. **Оценка качества прямогонной керосиновой фракции**

Параметр	Пуровский ГК	Мыльд- жинский ГК	Уренгой- ский ГК (скв. 213-1)	Уренгой- ский ГК (скв. 212-4)	ГОСТ 10227-86 ТС-1, высший сорт
Плотность при 20°С, кг/м ³	788,7	742,8	776,1	766,7	> 780
Фракционный состав:					
Температура н.к., °С	131	136	139	137	≤ 150
10% отгоняется при t, °C	165	165	165	164	≤ 165
50% отгоняется при t, °C	187	186	190	189	≤ 195
90% отгоняется при t, °C	224	217	228	227	≤ 230
98% отгоняется при t, °C	245	245	245	246	≤ 250
Кинематическая вязкость:					
при 20°С, мм²/с	1,52	1,26	1,31	0,97	≥ 1,30
при -20°С, мм²/с	3,15	2,46	5,36	2,51	≤ 8
Высота некоптящего пламени, мм	25,6	38,3	28,5	31	≥ 25
Температура вспышки, °С	46	46	46	46	≥ 28
Температура начала кристалли- зации, °C	-62	-69	-66	-74	< -60

Таблица 2. Оценка качества прямогонной дизельной фракции

Параметр	Пуровский ГК	Мыльд- жинский ГК	Уренгой- ский ГК (скв. 213-1)	Уренгой- ский ГК (скв. 212-4)	ГОСТ Р 52368-2005
Цетановый индекс	53,2	71,2	55,9	59,3	≥ 46,0
Плотность при 15°С, кг/м³	843,7	800,2	839,9	826,1	820÷845
Фракционный состав:					
при 250°С перегоняется, %	0	1	8	4	< 65
при 350°С перегоняется, %	4	95	95	95	≤ 85
95% перегоняется при t, °C	95	350	350	350	≤ 360
Кинематическая вязкость:	350				
при 40°С, мм²/с	2,57	2,69	2,47	1,89	2,00÷4,50
Температура вспышки, °С	106	112	110	107	≥ 55
Предельная температура фильтруемости, °С	-19	-15	-12	-22	≤ -5

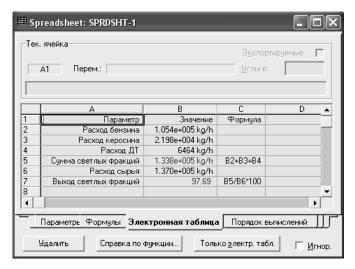


Рис. 2. Отображение выхода фракций в электронной таблице

Таким образом, получены следующие результаты:

- при фракционировании газового конденсата Пуровского месторождения можно получить прямогонную керосиновую фракцию (16,0%масс.), по основным показателям качества соответствующую топливу ТС-1 (высший сорт) по ГОСТ 10227-86, и прямогонную дизельную фракцию (5,4%масс.), соответствующую летнему дизельному топливу по ГОСТ Р 52368-2005;
- прямогонные керосиновая и дизельная фракции газового конденсата Мыльджинского месторождения не соответствуют требованиям действующих стандартов из-за низких значений плотности и вязкости;
- при фракционировании тяжелого газового конденсата Уренгойского месторождения (скв. 213-1) можно получить прямогонную керосиновую фракцию (20,7%масс.), по основным показателям качества соответствующую топливу Джет А-1 по ГОСТ 52050-2006, и прямогонную дизельную фракцию (22,2%масс.), соответствующую летнему дизельному топливу по ГОСТ Р 52368-2005;
- прямогонная керосиновая фракция легкого газового конденсата Уренгойского месторождения (скв. 212-4) не соответствует требованиям действующих стандартов из-за низких значений плотности и вязкости; прямогонная дизельная фракция (21,0%масс.), соответствует межсезонному дизельному топливу по ГОСТ Р 52368-2005.

- 1. Дриацкая З.В. Нефти СССР: справочник в 4 томах / З.В. Дриацкая, М.А. Мхчиян, Н.М. Жмыхова. М., 1971-1974.
- 2. Исследование газоконденсатов месторождений Томской области / Смольянинова Н.М. [и др.] // Известия Томского ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного Знамени политехнического института имени С.М. Кирова. – 1974. – Т.198. – С.16–19.
- 3. Кузнецов О.А. Основы работы в программе Aspen HYSYS / О.А. Кузнецов. Москва-Берлин, 2015. – 153 с.
- 4. Тархов Л.Г. Добыча и первичная переработка газа и газового конденсата / Л.Г. Тархов, Е.Ю. Беляева. – Пермь, 2012. – 175 с.
- 5. Физико-химическая характеристика конденсатов ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Е. Рыжов, Н.М. Парфенова, Е.Б. Григорьев и др. // Вести газовой науки. - 2013. - №5. - С.91-98.
- 6. Фролов, В. Время «белой нефти» / В. Фролов [и др.] // Сибирская нефть. 2015. №7. - C.32-36.



АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ ПРИМЕНЕНИЯ НОВОЙ НОРМАТИВНОЙ БАЗЫ

С.В. Милютин, А.С. Вотинцев

Начальник строительного отдела №2 ПАО «ОНХП», г. Омск Инженер 2 категории строительного отдела №2 ПАО «ОНХП», г. Омск

В статье рассматриваются следующие вопросы проектирования:

- 1. уровень ответственности зданий и сооружений нефтехимической промышленности;
- 2. новые требования в актуализированных сводах правил (СП), связанные с повышенным уровнем ответственности.

Согласно постановлению Правительства РФ N 1521 от 26 декабря 2014 г. Своды Правил являются документами, применением которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований №384-ФЗ. В связи с выходом новых редакций СП ожидается изменение в данном постановлении правительства. На данный момент введены в действие новые редакции СП, но не входят в перечень документации для применения на обязательной основе.

В нормативных документах прописаны различные дополнительные требования для объектов повышенного уровня ответственности. Требования касаются различных областей проектирования: нагрузки, расчетные модели, программа изысканий, конструктивные требования, научное сопровождение проектирования и многое другое. Ниже приведены лишь немногие дополнительные требования к проектированию объектов повышенного уровня ответственности.

Нагрузки. Для зданий и сооружений повышенного уровня ответственности дополнительные требования к нагрузкам и воздействиям на строительные конструкции и основания необходимо устанавливать в нормативных документах на отдельные виды сооружений, строительных конструкций и оснований, а также в заданиях на проектирование с учетом рекомендаций, разработанных в рамках научно-технического сопровождения проектирования.

В части ветровых нагрузок, для сооружений повышенного уровня ответственности аэродинамические коэффициенты необходимо устанавливать в рекомендациях, разработанных на основе результатов модельных испытаний в аэродинамических трубах, или с учетом данных, опубликованных в технической литературе.

Основания и фундаменты. При проектировании объектов повышенного уровня ответственности, вне зависимости от категории сложности инженерно-геологических условий, назначается 3 (сложная) геотехническая категория. При проектировании оснований и фундаментов сооружений повышенного уровня ответственности и особо опасных или их реконструкции, а также сооружений геотехнической категории 3, в т. ч. реконструируемых, при наличии окружающей застройки в зоне их влияния, следует предусматривать научно-техническое сопровождение строительства. Для выполнения научно-технического сопровождения необходимо привлекать специализированные организации.

Для сооружений повышенного уровня ответственности программа и результаты инженерных изысканий, проектная документация на основания, фундаменты и конструкции подземных частей вновь возводимых (реконструируемых) сооружений, подлежат геотехнической экспертизе. Геотехническую экспертизу осуществляют специализированные организации, имеющие аккредитацию на право проведения негосударственной экспертизы.

В случае, если в зону влияния проектируемой подземной части сооружения попадает сооружение окружающей застройки более высокого уровня ответственности, геотехническая категория проектируемого сооружения должна быть повышена с учетом уровня ответственности сооружения, которое подвергается влиянию проектируемого.

Свайные фундаменты. В проекте свайных и плитно-свайных фундаментов сооружений класса КС-3 рекомендуется предусматривать установку датчиков для измерения усилий

в наиболее нагруженных сваях и в наиболее нагруженных зонах плитного ростверка, а также датчиков давления грунта под подошвой плитного ростверка. При устройстве буронабивных свай диаметром, превышающим 850 мм, не менее 30% свай для сооружения класса КС-3, а при нагрузке на сваю более 10 МН – 50% свай должны быть запроектированы с арматурными каркасами, оснащенными специальными трубками для контроля сплошности и однородности стволов свай неразрушающими методами. Для свайных фундаментов, проектируемых для сооружений класса КС-3, расчет по двум независимым программным комплексам является обязательным. Для сооружений геотехнической категории 3 при расчете ростверков большеразмерных свайных фундаментов следует использовать нелинейные модели.

Железобетонные конструкции. Для конструктивных систем зданий и сооружений класса КС-3, имеющих повышенный уровень ответственности по ГОСТ 27751, расчет необходимо выполнять с применением двух различных компьютерных программ независимыми организациями.

Расчет конструктивных систем зданий и сооружений класса КС-3, имеющих повышенный уровень ответственности по ГОСТ 27751, рекомендуется выполнять с учетом оценки конструктивной безопасности при научно-техническом сопровождении специализированных организаций.

Приведенные выше и другие требования нормативной литературы к сооружениям повышенного уровня ответственности требуют от проектировщика значительно больших трудозатрат для проектирования, по сравнению с объектами нормального уровня ответственности. В ряде случаев нормативные документы требуют научного сопровождения проектирования, что влияет на срок и стоимость проектирования. Выполнение данных требований естественно влечет и удорожание строительства таких объектов.

Подобные нововведения завышают требования к разрабатываемой проектной документации и в итоге повышают капитальные затраты при возведении объекта, при этом, для классических производственных сооружений (этажерки, эстакады, блоки колонн и т.п.) именно эксплуатация оборудования дает признак опасности, а не строительные конструкции при эксплуатации объекта.

- 1. СП 20.13330.2016 Свод правил. Нагрузки и воздействия, 2016.
- 2. СП 22.13330.2016 Свод правил. Основания зданий и сооружений, 2016.
- 3. СП 24.13330.2011 Свод правил. Свайные фундаменты, 2011.
- 4. СП 63.13330.2012 Свод правил. Бетонные и железобетонные конструкции, 2012.



УСТРОЙСТВА ЗАЩИТЫ ОТ ИМПУЛЬСНЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Ю.Ю. Долгопол

Инженер отдела электроснабжения ПАО «ОНХП», г. Омск

Перенапряжение возникает вследствие прямых или непрямых ударов молнии или в результате коммутационных процессов в силовых сетях. Современное электронное оборудование в значительной степени чувствительно к воздействию молнии, чем устройства предыдущих поколений, поэтому для их защиты требуются специальные меры.

В настоящее время на территории РФ существует два основных нормативных документа, регламентирующих устройство систем внешней молниезащиты зданий и сооружений. Это «Инструкция по молниезащите зданий и сооружений» РД 34.21.122-87 и «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» СО 153-34.21.122-2003. В них подробно изложен комплекс мероприятий и устройств для обеспечения безопасности людей, предохранение зданий, сооружений, оборудования и материалов от взрывов, пожаров, разрушений при воздействии молнии. Но все эти мероприятия нацелены на защиту самого здания и никак не защищают электрооборудование внутри. При ударе молнии в систему внешней молниезащиты произойдет резкий скачек потенциала на заземляющем устройстве. К тому же ни одна система заземления не защищает электрооборудование от наведенных импульсов, которые, в случае близкого удара молнии, появятся на всех металлических объектах.

Применение устройства защиты от импульсных перенапряжений (УЗИП) обеспечивает эффективную защиту от энергии молнии и коммутационных процессов в силовых сетях. УЗИП гарантирует контролируемое уравнивание потенциалов в сетях, находящихся под напряжением.

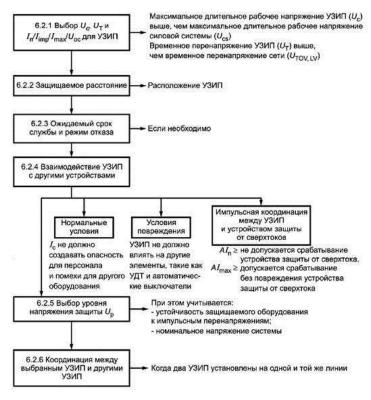


Рис. 1. Информационная схема для выбора УЗИП

Согласно ГОСТ Р 50571-4-44-2011 п. 443.3.2.2 необходимо выполнение защиты от перенапряжений, последствия которых могут привести к выходу из стоя оборудования:

а) касающиеся человеческой жизни, например систем безопасности, медицинского оборудования в больницах;

- б) касающиеся предоставления услуг населению, например нарушений в коммунальных сетях, центров информационных технологий, музеев;
- в) касающиеся коммерческой и промышленной деятельности, например отелей, банков, промышленных предприятий, торговых рынков, сельскохозяйственных предприятий.

Примеры установки устройств защиты от перенапряжений показаны на рис. 2, 3, 4.

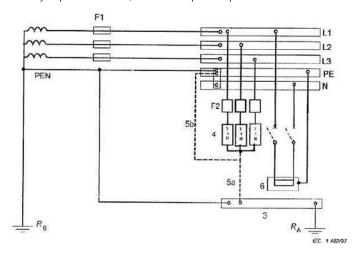


Рис. 2. Установка устройств защиты от перенапряжений (УЗП) в системах TN: 3 – зажим или шина основного заземления, 4 – устройства защиты от перенапряжений, обеспечивающие защиту от перенапряжений категории II, 5 – заземляющее соединение устройств защиты от перенапряжений, 5а или 5b, 6 – защищаемое оборудование, F1 – защитное устройство на входе электроустановки, F2 – защитное устройство, устанавливаемое по требованию производителя УЗП, RA – заземляющий электрод (заземляющее сопротивление) электроустановки, Rв – заземляющий электрод (заземляющее сопротивление) системы электроснабжения, УЗП – устройство защиты от перенапряжений

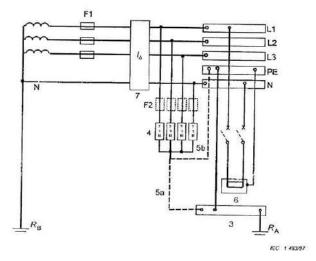


Рис. 3. Установка устройств защиты от перенапряжений (УЗП) в системах ТТ: 3 – зажим или шина основного заземления, 4 – устройства защиты от перенапряжений, обеспечивающие защиту от перенапряжений категории II, 5 – заземляющее соединение устройств защиты от перенапряжений, 5а и/или 5b, 6 – защищаемое оборудование, 7 – устройство защиты, управляемое дифференциальным током (УДТ), F1 – защитное устройство на входе электроустановки, F2 – защитное устройство, устанавливаемое по требованию производителя УЗП, RA – заземляющий электрод (заземляющее сопротивление) электроустановки, Rв – заземляющий электрод (заземляющее сопротивление) системы электроснабжения, УЗП – устройство защиты от перенапряжений

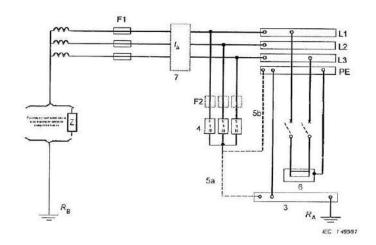


Рис. 4. Установка устройств защиты от перенапряжений в системах IT:

- 3 зажим или шина основного заземления, 4 устройства защиты от перенапряжений, обеспечивающие защиту от перенапряжений категории II, 5 заземляющее соединение устройств защиты от перенапряжений, 5а и/или 5b, 6 защищаемое оборудование,
- 7 устройство защиты, управляемое дифференциальным током (УДТ), F1 защитное устройство на входе электроустановки, F2 защитное устройство, устанавливаемое по требованию производителя УЗП, RA заземляющий электрод (заземляющее сопротивление) электроустановки, Rв заземляющий электрод (заземляющее сопротивление) системы электроснабжения, УЗП устройство защиты от перенапряжений

УЗИП выбирают согласно следующей схеме в шесть этапов, согласно ГОСТ Р МЭК 61643-12-2012 п. 6.2.

Применение устройства защиты от импульсного перенапряжения должно быть обязательным при построении молниезащиты зданий и сооружений, особенно при проектировании нефтехимических объектов, а так же должно быть указано в технических требованиях заказчика о применении УЗИП, так как дорогостоящее оборудование не имеет собственной защиты от перенапряжения. Цена электрооборудования несопоставимо высока, по сравнению с затратами на применение УЗИП.

- 1. РД 34.21.122-87 Инструкция по молниезащите зданий и сооружений.
- 2. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.
- 3. ГОСТ Р 50571.5.53 Электроустановки низковольтные. Часть 5-53. Выбор и монтаж электрооборудования отделение, коммутация и управление.
- 4. ГОСТ Р МЭК 61643-12-2012 Устройства защиты от импульсных перенапряжений низковольтные. Часть 12. Устройства защиты от импульсных перенапряжений в низковольтных силовых распределительных системах. Принципы выбора и применения.
- 5. ГОСТ Р 50571-4-44-2011 Электроустановки низковольтные. Часть 4-44. Требования по обеспечению безопасности. Защита от отклонений напряжения и электромагнитных помех.
- 6. ГОСТ IEC 61643-11-2013 Электроустановки низковольтные. Часть 11. Устройства защиты от перенапряжений, подсоединенные к низковольтным системам распределения электроэнергии. Требования и методы испытаний.
- 7. OBO Bettermann. Типовые решения для электротехнический инфраструктуры сооружений. 1-е издание. Кабельные системы. Системы прокладки кабеля под полом. Системы молниезащиты и заземления.
- 8. OBO Bettermann. Защитите ваш выбор. Системные решения ОБО Беттерманн для защиты от ударов молнии и воздействия импульсных перенапряжений.

СОЗДАНИЕ БАЗЫ ДАННЫХ ОБЪЕКТОВ ГРАДОСТРОИТЕЛЬНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КАК СРЕДСТВО УПРАВЛЕНИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНО-ПРОСТРАНСТВЕННЫМ РАЗВИТИЕМ (НА ПРИМЕРЕ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕВЕК)

И.А. Дробот, А.А. Цветков

Архитектор 1 категории ПАО «ОНХП», г. Санкт-Петербург Инженер 2 категории ПАО «ОНХП», г. Санкт-Петербург

Город Певек расположен на Чукотке, является самым северным городом России, с 1933 центр Чаунского района.

Чаунский район входит в состав Чукотского автономного округа Дальневосточного Федерального округа. Район долгое время был одним из ведущих по добыче олова, золота, урана. В годы Великой Отечественной войны занимал ведущее место в промышленном развитии и был крупным поставщиком олова для нужд оборонной промышленности страны. Активное освоение территории продолжалось в 50–60 годы XX века. К началу 1980-х годов население города Певек составляло около 13 тыс. человек. В 1990-е годы начался интенсивный отток населения, это было связано с сокращением рабочих мест, закрытием оловянных рудников. [5] Резкое обострение социально-экономических проблем, характерных для 90-х годов XX века, также отрицательным образом сказались на развитии территории.

В связи с тем, что удельный вес добывающей отрасли в общем объеме промышленного производства продукции района составляет более 70%, город Певек внесен в перечень монопрофильных муниципальных образований Российской Федерации и относится к категории 2 «Монопрофильные муниципальные образования Российской Федерации (моногорода), в которых имеются риски ухудшения социально-экономического положения». [4] Имея узко ориентированную производственную организацию пространства, монопрофильный город является легкоуязвимой, неустойчивой в своем развитии структурой и, как следствие, особенно остро ощущает влияние кризисных процессов. Неразрывная связь между градообразующим предприятием и населенным пунктом приводит к негативному изменению уровня жизни людей. Следовательно, важным становится вопрос архитектурно-планировочного преобразования территории с учетом потребностей населения, привлечения трудовых и инвестиционных ресурсов.

В соответствии с Законом Чукотского автономного округа от 08.06.2015 №50-ОЗ «Об объединении поселений, входящих в состав Чаунского муниципального района, и организации местного самоуправления на объединенной территории» был образован городской округ Певек. [2] На сегодняшний день городской округ Певек – один из крупнейших транспортных узлов Чукотского автономного округа. На территории активно функционирует и развивается порт Певек – крупный морской торговый порт на трассе Северного морского пути, расположенный в Чаунской губе Восточно-Сибирского моря. Аэропорт Певек – второй по размеру на Чукотке, связан постоянными авиалиниями с городами Москвой и Анадырем. [5] Кроме того, мероприятия по развитию городского округа предусмотрены рядом федеральных целевых программ, направленных на обеспечение комплексного и устойчивого развития территории.

Устойчивое развитие территории является важным элементом градостроительной деятельности, позволяет создать безопасные и благоприятные условия для жизнедеятельности человека, ограничить негативное воздействие хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду, обеспечить охрану и рациональное использование природных ресурсов в интересах настоящего и будущего поколений. [1] Определить направления развития городского округа Певек позволит разработка генерального плана, который является основным градостроительным документом, определяющим перспективы развития территории на длительный срок. Также цель работы по выполнению генерального плана состоит в разработке предложений по архитектурно-планировочной и пространственной организации территории, обеспечивающей фортектурно-планировочной и пространственной организации территории, обеспечивающей фортектурно-планизации территории на длительности правитории на длительности правитории на длительности правитории на длительности на длител



мирование современной, динамично развивающейся, целостной градостроительной системы на основе взаимосогласованного социально-экономического и территориально-пространственного развития. Для достижения поставленной цели необходимо провести анализ современного состояния территории и выявить основные элементы пространственно-планировочной организации городского округа.

Важным этапом в разработке генерального плана является подготовительный этап, в рамках которого проводится детальный сбор исходной информации об объектах градостроительной деятельности, учитывающей сведения о границах административно-территориального деления, существующую градостроительную документацию, сведения единого государственного реестра недвижимости (ЕГРН), сведения о социальной, инженерной, транспортной инфраструктуре, о границах зон с особыми условиями использования территории и прочих объектах, расположенных в пределах исследуемой территории.

Для возможности использования собранных исходных данных при разработке градостроительной документации, информацию необходимо систематизировать. На данном этапе создается обобщенная информационная база об объектах градостроительной деятельности городского округа (далее ОИБД ОГД).

Функционально ОИБД ОГД представляет собой структурированную совокупность сведений об объектах градостроительной деятельности, представляемых как в виде текстового описания, так и в графическом виде.

ОИБД ОГД разрабатывается на базе геоинформационной системы (ГИС), отвечающей заданным требованиям. MapInfo Professional является лидером на рынке ГИС и картографических приложений и объединяет в себе все необходимые функции для решения задачи создания, редактирования базы данных, а также ее интегрирования в любую информационную систему обеспечения градостроительной деятельности (ИСОГД).

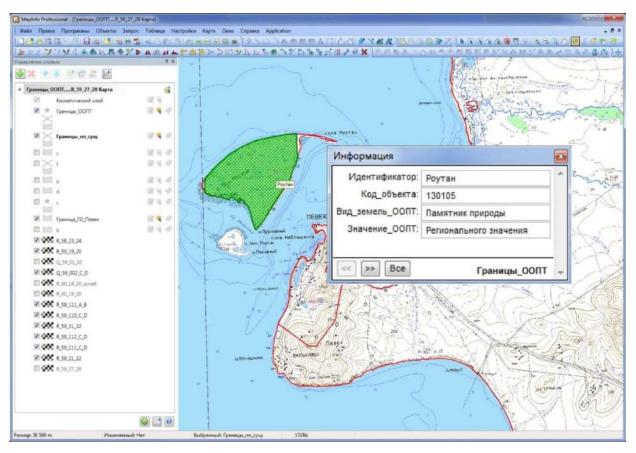


Рис. 1. Внешний вид рабочего экрана ОИБД ОГД в ГИС MapInfo Professional

Основным способом представления данных в MapInfo является таблица базы данных (слой карты), содержащая графическую часть для отображения границ объекта градостроительной деятельности и его расположения на карте, а также описательную часть, содержащую характеристики объекта, представленные в виде атрибутивной информации.

Разработка ОИБД ОГД подразумевает объединение собранных на предыдущем этапе данных, их представление в виде таблиц (слоев) MapInfo, описание графической и семантической информации о соответствующих объектах с привязкой к системе координат ведения кадастрового учета на территории рассматриваемого муниципального образования.

Данные об объектах распределяются по таблицам (слоям) в соответствии с их характеристиками. Вся информация об объекте должна быть передана через тип объекта, характер локализации, атрибуты и их значения. Атрибуты должны однозначно и полно определять вид, свойства и особенности объекта на карте. [4]

Для унификации отображения информации об объектах при разработке ОИБД ОГД внесение данных происходит в соответствии с принятым градостроительным классификатором.

Пример отображения в ОИБД ОГД графической и семантической информации об особо охраняемой природной территории Памятник природы регионального значения «Роутан» городского округа Певек представлен на рис. 1.

Разработанная на базе ГИС MapInfo Professional ОИБД ОГД позволит в дальнейшем провести комплексный анализ исследуемой территории, обеспечит возможность пользователям оценивать существующее состояние территории, оперативно определять перечень объектов градостроительной деятельности и их характеристики, ограничения ведения градостроительной деятельности на каждом отдельном участке исследуемой территории.

- 1. Градостроительный кодекс Российской Федерации (с учетом изменений).
- 2. Закон Чукотского автономного округа от 08.06.2015 №50-03 «Об объединении поселений, входящих в состав Чаунского муниципального района, и организации местного самоуправления на объединенной территории».
- 3. Приказ Минэкономразвития России от 07.12.2016 N 793 «Об утверждении Требований к описанию и отображению в документах территориального планирования объектов федерального значения, объектов регионального значения, объектов местного значения».
- 4. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 29.07.2014г. №1398-р, в редакции от 16.04.2015г. №668-р.
 - 5. Официальный сайт https://go-pevek.ru/.



ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ВЕНТИЛЯЦИИ В ЗДАНИИ РТП С АППАРАТНОЙ АО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ОНПЗ»

Е.Л. Дурандина

Инженер строительного отдела №2 ПАО «ОНХП», г. Омск

Комфортное состояние воздушной среды в современных производственных помещениях, как правило, обеспечивается с помощью систем вентиляции, и, поскольку эти системы относятся к достаточно дорогостоящим и энергоемким инженерным устройствам, повышение их эффективности становится в настоящее время чрезвычайно актуальным.

Цель работы: разработка методов повышения энергоэффективности системы вентиляции. Для достижения данной цели были поставлены следующие основные задачи:

- 1. провести анализ существующих методов повышения энергоэффективности систем вентиляции;
- 2. исследовать современные методы расчета аэродинамических потерь в системах вентиляции;
- 3. представить результаты по выбору наиболее предпочтительного метода повышения энергоэффективности системы вентиляции на объектах нефтеперерабатывающей и нефтехимической отрасли.

При проектировании вентиляции традиционное предпочтение отдается наиболее простым из обеспечивающих заданные условия способам, при которых проектировщики стремятся уменьшить производительность систем, принимая целесообразные конструктивно-планировочные решения здания, внедряя технологические процессы с минимумом вредных выделений, устраивая укрытия мест образования вредных выделений [1].

Система общеобменной вентиляции расходует энергию на:

- 1. перемещение воздуха (электродвигатель);
- 2. подогрев или охлаждение воздуха в зимнее (летнее) время.

В несколько раз снизить затраты на подогрев поступающего воздуха позволяет применение принципа рекуперации. Подобного рода устройства изучены достаточно хорошо и широко применимы. Поэтому в этой работе этот метод снижения энергозатрат не рассматривался.

Снижение энергопотребления на работу вентилятора возможно за счет снижения аэродинамических потерь в системе вентиляции.

С целью анализа возможного снижения затрат энергии на привод вентилятора рассмотрим типовую схему системы вентиляции (рис. 1):

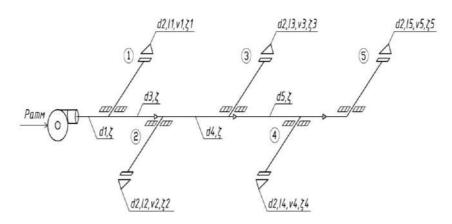


Рис. 1. Типовая схема системы вентиляции

Рассматриваемая типовая схема предназначена для подачи приточного воздуха в количестве $L=5000 \text{ м}^3/\text{ч}$, при этом через каждую приточную решетку должно подаваться одинаковое

количество воздуха – 1000 м³/ч. Очевидно, что напор вентилятора должен быть достаточным для преодоления сопротивления наиболее длинной ветки. В то же время, сопротивление на остальных будет меньше. Для того, чтобы расход через все решетки был одинаков, аэродинамическое сопротивление каждой ветки должно быть одинаковым.

С этой целью приходится вводить дополнительные сопротивления в виде шиберов, заслонок и прочего.

Уменьшить эти потери можно, применив схему, показанную на рис. 2.

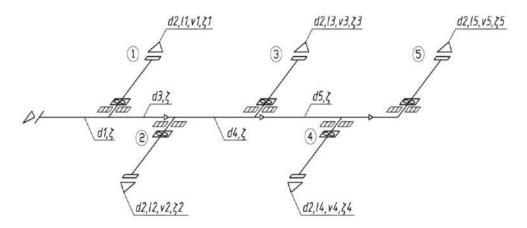


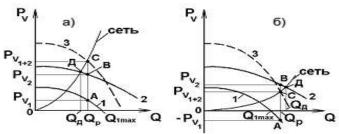
Рис. 2. Энергоэффективная схема системы вентиляции

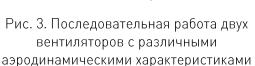
На каждой ветке системы предполагается установка вентиляторов малой мощности, что позволит минимизировать потери в условиях повышенного статического давления, а также уйти от применения дросселирующих устройств. В настоящее время существует огромное количество производителей, способных предложить вентиляторы малой мощности и с необходимым расходом воздуха.

В некоторых случаях для увеличения производительности в сети с большим сопротивлением, вместо замены на больший типоразмер, более целесообразно устанавливать дополнительный вентилятор. В данном случае два вентилятора работают последовательно на единую сеть. Обычно последовательно включают в работу осевые вентиляторы, имеющие относительно небольшие давления. В этом случае – это многоступенчатый вентилятор с одинаковыми рабочими колесами, между которыми установлены спрямляющие аппараты для раскручивания потока до осевого направления перед последующим колесом. Известны случаи работы канальных вентиляторов [2].

В работе Караджи В.Г. и Московко Ю.Г. [1] рассматривается совместная работа двух вентиляторов, которые имеют различные аэродинамические характеристики (рис.З а). Вентилятор 2 является «основным», а вентилятор 1 – «дополнительным», служащим для увеличения производительности «основного» вентилятора. Режимом совместной работы вентиляторов является точка С. Рабочим режимом «основного» вентилятора является точка В, а «дополнительного» – точка А, при этом каждый из вентиляторов имеет производительность Qр. Если бы «основной» вентилятор работал один, то его рабочим режимом была бы точка Д, а производительность вентилятора – Qд. За счет установки «дополнительного» вентилятора производительность была увеличена на величину Qp – Qд. Как видно, если производительность «основного» вентилятора при работе в данной сети Qд меньше максимальной производительности «дополнительного» вентилятора приводит к увеличению производительности.

Рассмотрим случай неудачного выбора «дополнительного» вентилятора, максимальная производительность которого Q1макс меньше производительности «основного» вентилятора Qд при его одиночной работе (рис.3 б).





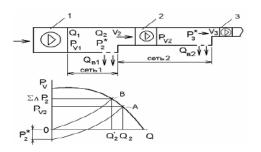


Рис. 4. Работа вентилятора-доводчика в сети

Режимом совместной работы вентиляторов является точка С. Рабочим режимом «основного» вентилятора является точка В, а «дополнительного» – точка А, каждый из вентиляторов имеет производительность Qp. Если бы «основной» вентилятор работал один, то его рабочим режимом была бы точка Д, а производительность вентилятора – Qд. «Дополнительный» вентилятор в этом случае работает в «турбинном» режиме и является аэродинамическим сопротивлением для основного вентилятора. Это приводит к тому, что производительность основного вентилятора при установке дополнительного уменьшилась на величину Qд – Qр. Но, при этом, необходимо помнить, что, кроме уменьшения производительности «основного» вентилятора, «дополнительный» вентилятор потребляет соответствующую мощность.

Если сеть имеет длинные ответвления или тупиковую ветвь с небольшой производительностью, то, в ряде случаев, «основной» вентилятор целесообразно подбирать на заданную суммарную производительность, но меньшее давление (без учета сопротивления ответвлений), а в ответвления последовательно устанавливать вентиляторы-доводчики. Особенностью работы вентиляторов-доводчиков является то, что они имеют существенно меньшую производительность, чем «основной» вентилятор. Перед вентилятором-доводчиком рекомендуется иметь некоторый избыток давления 50....100Па, чтобы избежать обратных токов в предыдущих воздуховыпускных устройствах. На рис. 4 показан пример сети с вентиляторами-доводчиками. «Основной» вентилятор 1 имеет производительность Q1 и полное давление Pv1, равное сопротивлению первого участка ΣΔР1 плюс избыточное давление (полное) перед первым вентилятором-доводчиком P2*. Первый вентилятор-доводчик имеет производительность Q2= Q1 - Qв1 (здесь Qв1 – расход через первые воздуховыпускные решетки). Полное давление первого вентилятора-доводчика равно $Pv2 = \Sigma \Delta P2 + (P*3 - P*2)$, то есть равно потерям в сети2 плюс разница полных давлений за и перед вентилятором-доводчиком (в потери входит динамическое давление потока на выходе из выпускных решеток). Если вентилятор-доводчик один в системе P*3 = 0, то его давление равно $Pv2 = \Sigma \Delta P2$ - P*2. Если подпор перед вентиляторамидоводчиками принимается одинаковым, то давление вентилятора-доводчика равно потерям в сети 2, то есть $Pv2 = \Sigma \Delta P2$.

Характеристика первого вентилятора-доводчика приведена на рис. 4 (1– основной вентилятор, 2,3 – вентилятор-доводчик). Если в системе несколько вентиляторов-доводчиков с одинаковым избыточным давлением, то рабочим режимом первого вентилятора-доводчика является точка В. Если вентилятор-доводчик установлен один, то его рабочим режимом является точка А, являющаяся точкой пересечения характеристики вентилятора и сети с учетом избыточного давления перед вентилятором. В ряде случаев, неучет избыточного давления может привести к завышению производительности вентилятора-доводчика, которое может быть компенсировано при настройке вентсистемы. В заключение анализа последовательной работы вентиляторов необходимо обратить внимание на одно важное обстоятельство: какого бы типа ни были вентиляторы, второй вентилятор не рекомендуется ставить непосредственно за пер-

вым, поскольку на выходе вентилятора поток всегда имеет пространственную неоднородность и нестационарность на любых режимах работы. Например, поток на выходе из канального вентилятора с круглым корпусом или осевого вентилятора без спрямляющего аппарата всегда имеет некоторую остаточную закрутку; течение на выходе канального вентилятора с прямоугольным корпусом всегда имеет пространственную неравномерность, поскольку потоком занято не все выходное сечение и т.д. Для исключения влияния предыдущего на последующий вентилятор необходимо, чтобы перед ним был отрезок прямого воздуховода длиной в несколько гидравлических диаметров для сглаживания пространственной и временной неоднородности потока.

В качестве объекта исследования было выбрано здание РТП с аппаратной АО «Газпромнефть-ОНПЗ». Для данного рода объектов свойственна удаленность обслуживаемого помещения от места размещения вентиляционного оборудования, и, в свою очередь, достаточно длинная вентиляционная сеть. Для обслуживания такого рода помещений подбираются вентиляторы с более высокой мощностью, большая часть из которой тратится на преодоление аэродинамического сопротивления на участках воздуховодов. Это приводит к удорожанию системы в целом. Следовательно, достаточно остро стоит вопрос о возможности применения методов по повышению энергоэффективности данной системы вентиляции.

Проанализировав приведенные выше методы повышения энергоэффективности систем вентиляции, можно сделать вывод о том, что метод с применением вентиляторов-доводчиков в сети является наиболее предпочтительным для данного исследуемого объекта.

- 1. Караджи, В.Г. Некоторые особенности эффективного использования вентиляционноотопительного оборудования/ В.Г. Караджи, Ю.Г. Московко. – М.: 000 «ИННОВЕНТ», 2004. – 139 с.
- 2. Центробежные вентиляторы. Под ред. Т.С.Соломаховой. М., «Машиностроение». 1975. 416 с.



ВИНТОВЫЕ ПОДМОСТИ ДЛЯ ОБСЛУЖИВАНИЯ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ СФЕРИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ И ГАЗГОЛЬДЕРОВ

Н.В. Дьяконов

Аспирант 3 года обучения ФГБОУ ВО «Омский государственный технический университет», инженер 3 категории механико-конструкторского отдела ПАО «ОНХП», г. Омск

Сферические резервуары служат для хранения под давлением топливных газов и легкоиспаряющихся веществ. В зависимости от выполняемой функции сферические резервуары различаются вместимостью и рабочим давлением. Резервуары, предназначенные для хранения топливных газов, имеют, как правило, большой диаметр, а рабочее давление обычно не превышает 1 МПа. Резервуары для легко испаряющихся веществ имеют меньшие диаметры, однако они проектируются на гораздо большее эксплуатационное давление, доходящее до 4 МПа. На рис. 1 представлен парк сферических резервуаров [1].



Рис. 1. Парк сферических резервуаров

В современной нефтехимической и нефтегазовой промышленности для осмотра и обслуживания внутренней поверхности сферического резервуара используют подмости.

Широкое распространение получили подмости в виде внутренней поворотной лестницы, как показано на рис. 2, которая выполнена по авторскому свидетельству «Подмости для производства работ внутри резервуара» [2].

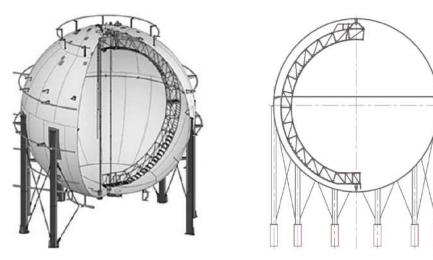


Рис. 2. Внутренняя поворотная лестница

В такой конструкции обслуживание внутренней поверхности шарового резервуара или газгольдера осуществляется путем осевого перемещения фермы и вертикального перемещения рабочего по ферме к требуемой точке. Данная конструкция имеет ряд существенных недостатков:

1. необходимость вручную перемещать ферму на необходимую позицию;

- 2. возможность применения только на сферических резервуарах объемом до 2000 м³ изза значительного увеличения веса изделия при обеспечении условий прочности, что ведет к невозможности ручного перемещения без применения дополнительных средств [2];
- 3. сложность использования, вызванная наличием на шаровых резервуарах уровнемеров, представляющих собой вертикальные трубопроводы, пропущенные через фланцевое соединение в верхнем днище к основанию резервуара. Перед использованием устройства необходимо данные уровнемеры убрать из резервуара;
 - 4. сложность проведения лакокрасочных и других работ с устройства такой конфигурации.

Для сферических резервуаров объемом более 2000 м³ применяют подмости, выполненные в виде внутренних многоуровневых лесов из круговых площадок с переходами между уровнями, как показано на рис. 3.

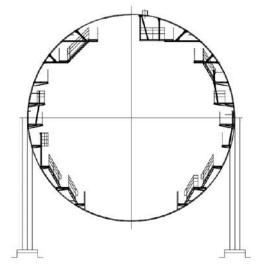






Рис. 4. Трехмерная модель винтовых подмостей

В такой конструкции обслуживание внутренней поверхности шарового резервуара или газгольдера осуществляется с круговых площадок, расположенных на разных уровнях. К недостаткам данной конструкции относятся:

- 1. большой вес изделия;
- 2. сложность эвакуации персонала из-за наличия лестничных маршей и стремянок в качестве основного пути перемещения между уровнями.

После проведения патентно-информационного анализа была разработана конструкция подмости в виде винтовой сферической площадки, которая лишена недостатков конструкций, представленных выше.

Конструкция винтовых подмостей, представленная на рис. 4, относится к вспомогательным устройствам, предназначенным для обслуживания внутренних сферических поверхностей, в том числе внутренних поверхностей шаровых резервуаров и газгольдеров нефтегазовой и нефтехимической промышленности.

Винтовые подмости возможно применять в широком диапазоне размеров сферических резервуаров (более 600 м³). Снижение веса данной конструкции достигается:

- за счет уменьшения на единицу количества витков при том же охвате поверхности;
- за счет отсутствия лестничных маршей и стремянок для перехода между уровнями. По данной работе подана заявка на патент на изобретение «Винтовые подмости».

- 1. Креативные японские газгольдеры [Электронный ресурс] / http://gastank-map.com.
- 2. Авторское свидетельство СССР №969861, кл. Е04G3/10, 1982.



ОЦЕНКА РИСКА ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ С МОРСКИХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПЛАТФОРМ

А.В. Занин, А.А. Мильке

Техник 1 категории комплексного производственного отдела ПАО «ОНХП», г. Омск Техник 1 категории комплексного производственного отдела ПАО «ОНХП», г. Омск

Для освоения российского Арктического шельфа в основном применяются стационарные морские нефтедобывающие платформы, устойчивые к ледовым нагрузкам. Одним из наиболее важных факторов при освоении месторождений континентального шельфа является оценка рисков. Аварийные ситуации, возникающие на морских установках при транспортировке нефти, могут привести к большим человеческим жертвам, потере установок, огромному экологическому и тяжелейшему экономическому ущербам.

Морской трубопроводный транспорт нефти с платформ в значительной степени обусловлен такими особенностями, как удаленность от берега, экстремальные гидрометеоусловия, опасные гидрологические и геологические явления на морском дне и т.д. Высокая опасность при транспортировке нефти с нефтедобывающих платформ подтверждается крупномасштабными авариями, имевшими место при их эксплуатации. Аварии, как на морских нефтедобывающих платформах, так и во время эксплуатации трубопроводов, могут привести к катастрофическим последствиям, для ликвидации которых может потребоваться привлечение сил и средств на уровне одного или даже нескольких государств. [5,6]

Задачи, которые мы ставим перед собой, актуальны и ясны – во-первых, нужно понять, насколько высок риск прокладки морского трубопровода, тем самым, нужно провести расчёты, проанализировать и определить оптимальный вариант трубопровода как по материалам, так и по диаметру, которые будут соответствовать суровым природно-климатическим условиям для региона, на территории которого будут проводиться работы.

Говоря о морских трубопроводах, мы должны понимать, в каких условиях будет прокладываться нитка от нефтедобывающей платформы и до назначенного опорного транспортного узла. Следовательно, стоит изучить природно-климатические условия на территории Арктического шельфа, и, так как единственным разрабатываемым месторождением на этой территории является Приразломное нефтяное месторождение, то и все исходные данные по природно-климатическим условиям будут взяты с данной территорией. [3,7]

Морская ледостойкая стационарная платформа расположена на юго-восточном мелководном шельфе Баренцева моря (Печорское море) в исключительной экономической зоне, в 55 км от береговой линии в пределах равнины с глубинами 18,0–20,5 м. Глубины моря приведены к наинизшему теоретическому уровню. Глубины в сторону берега изменяются довольно равномерно – в 5-х км от берега в районе населенного пункта Варандей достигают 12–13 м. [4,8]

Гидрометеорологические, ледовые, инженерно-геологические условия мы взяли из инженерно-изыскательских геологических работ по Баренцеву морю. [9]

Теперь, исходя из полученных данных, мы можем приступить к расчётам.

В первую очередь, исходя из того факта, что мы проектируем морской трубопровод, то остановим свой выбор на стали 17Г1С и на пяти различных диаметрах трубопроводов D_a : 600 мм, 720 мм, 820 мм, 1020 мм, 1220 мм. Класс трубопровода мы выбрали G3. По проекту задаем внутреннее рабочее давление p_i в 5 МПа, однако, нужно получить расчётное давление в трубопроводе p0 по формуле:

$$p_0 = (p_i - p_{g \min}) + \Delta p, \tag{1}$$

Величина минимального внешнего гидродинамического давления на трубопровод p_{gmin} определяется по формуле:

$$p_{g \text{ min}} = (\rho_w g (d_{\text{min}} - \frac{h_w}{2}) \cdot 10^{-6},$$
 (2)

где ρ_w – плотность морской воды, принимается равной 1080 кг/м3;

 d_{\min} – минимальный уровень тихой воды по трассе трубопровода, принимается равным 9,1 м, учитывающий приливно-отливные явления и нагоны с обеспеченностью 10–2 1/год;

 h_w – расчетная высота волны на проектируемом участке трубопровода, принимается равной 10,1 м, с обеспеченностью 10–2 1/год.

Величина добавочного расчетного давления Δp , МПа, учитывающего явление гидравлического удара, должна быть не менее величины, определенной по формуле:

$$\Delta p = V_{int} \sqrt{\frac{\rho_{int} \cdot E \cdot t_c \cdot K}{E \cdot t_c + D_{int} \cdot K}} \cdot 10^{-3}, \tag{3}$$

где V_{int} – скорость движения транспортируемой среды в трубопроводе, принимается равной 1,0 м/с; [10]

E – модуль нормальной упругости материала труб, принимается равным 2,06 МПа;

K – модуль объемной упругости транспортируемой среды, принимается равным 1,1 МПа.

Толщина стенки стального трубопровода t_c , мм., исходя из условий местной прочности, определяется по формуле:

$$t_c = \frac{p_0 D_a}{2\sigma \varphi} + c_1 + c_2, \tag{4}$$

 ϕ – коэффициент прочности, определяемый в зависимости от способа изготовления труб, принимается равным 0.9;

 c_1 – прибавка на коррозию принимается равным 3 мм;

 c_2 – прибавка, компенсирующая технологический допуск на изготовление труб, принимается равным 2 мм.

Допускаемое напряжение σ принимается равным наименьшему из значений:

$$\sigma = \min\left(\frac{R_e}{n_e}, \frac{R_m}{n_m}\right),\tag{5}$$

где R_e – минимальное значение предела текучести металла труб, принимается равным 510 МПа;

 $R_{\it m}$ – минимальное значение предела прочности металла труб, принимается равным 335 МПа;

 n_e – коэффициент запаса прочности по пределу текучести, принимается равным 1,25;

 n_m – коэффициент запаса прочности по пределу прочности, принимается равным 2,0.

После того как мы определили расчетное давление на трубопровод и рассчитали t_c , выявим нагрузки, действующие на трубу. На рис.1 показан участок нефтепровода размером 10 м с расстоянием между опорами 8 м, на который действуют максимальное гидродинамическое давление p_{gmax} вертикальная погонная нагрузка $F_{w,v}$, а также горизонтальная нагрузка $F_{w,h}$.

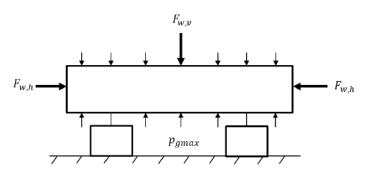


Рис. 1. Расчётная схема действующих нагрузок на трубопровод

Расчёт максимального внешнего давления на трубопровод, оказываемого водой p_{gmax} , при учёте температурного коэффициента γ , определяется по формуле:

$$p_{gmax} = \gamma \rho_w g \left(d_{max} + \frac{h_w}{2} \right) \cdot 10^{-6}, \tag{6}$$

Критическое значение величины гидродинамического давления p_p , при котором может возникнуть лавинное распространение смятия, определяется по формуле:

$$p_p = 24 \cdot R_e \cdot (\frac{t_c}{D_a})^{2.4},$$
 (7)

Условием отсутствия лавинного смятия является выполнение неравенства:

$$p_{gmax} < 1.2 \cdot p_p, \tag{8}$$

На рис. 2 наглядно показаны максимальные значения величин гидродинамического давления p_{gmax} для различных диаметров трубопровода. В зависимости от внешнего диаметра трубопровода D_{av} p_{gmax} уменьшается, при этом должно выполняться условие по формуле (8). Пунктирными линиями показаны критические значения величин гидродинамического давления p_p для каждого диаметра. Если пунктирная линия выше максимального гидродинамического давления, то труба теряет свою устойчивость с возможным дальнейшим её разрушением.

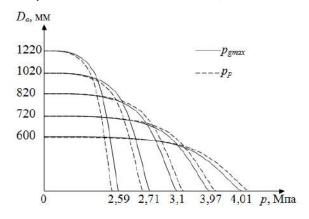


Рис. 2. Действие гидродинамических нагрузок на трубопроводы

На рис. 2 мы видим, что условие по формуле (8) не выполняется для трубопроводов диаметрами 600 мм, 720 мм и 820 мм. Исходя из этого, дальнейшие расчёты будут проводиться с диаметрами 1020 мм и 1220 мм.

Далее мы рассчитываем погонные нагрузки на трубопроводы. Суммарная горизонтальная волновая нагрузка $F_{w,h}$ Н/м определяется по формуле с учётом коэффициента волнового воздействия γ_1 :

$$F_{w,h} = \gamma \gamma_1 \sqrt{F_{w,s}^2 + F_{w,i}^2},\tag{9}$$

Вертикальная погонная волновая нагрузка $F_{w,v}$ Н/м вычисляется по формуле с учётом коэффициента воздействия течения γ_2 :

$$F_{w,v} = \gamma \gamma_2 c_v \cdot \frac{\rho_w \cdot V_w^2}{2} \cdot D_a, \tag{10}$$

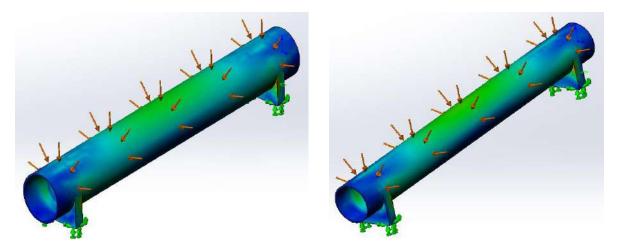


Рис. 3. Модели трубопроводов диаметрами 1220 мм и 1020 мм

После проведения всех расчётов, мы воспользовались программным продуктом SOLIDWORKS, чтобы построить модели трубопроводов, к которым приложили гидродинамические, погонные вертикальные и горизонтальные нагрузки. На рис. 3 показаны светлым оттенком места, где трубопроводы испытывают максимальное давление, тем самым, исходя из моделей, можно сказать, что трубопроводы с внешними диаметрами 1020 мм и 1220 мм выдерживают все расчётные нагрузки.

В ходе проведения исследовательской работы по оценке риска трубопроводного транспорта нефти с территории Арктического шельфа, мы получили результаты, в которых оптимальным материалом и диаметрами для трубопровода оказались сталь 17Г1С и внешние диаметры 1020 мм и 1220 мм, которые прошли все условия и рекомендуются для дальнейшей проверки на гидравлические испытания к реально приближенным условиям. При дальнейшем вводе в эксплуатацию одного из диаметров для трубопровода, будет учитываться экономическая составляющая с учётом максимальной выгоды для компании, которая вводит в эксплуатацию трубопровод.

- 1. НД N 2-020301-003 «Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов».
- 2. Федеральный закон № 187-ФЗ от 30.11.1995 г. «О континентальном шельфе Российской Федерации».
- 3. Занин А.В. Освоение Арктического шельфа как фактор экономического развития России // Актуальные проблемы экономики и менеджмента. Омск, 2016. С. 154–157.
- 4. Занин А.В. Перспективы морской добычи нефти и газа на территории Арктического шельфа и способы их транспортировки. Омск: ОмГТУ, 2016. С. 135–139.
- 5. Квасов И.Н. Анализ систем обнаружения утечек в магистральном нефтепроводе. Инженерное дело: Взгляд в будущее. Омск, 2016. С. 33–34.
 - 6. Николаева О. «В основе безопасность» // Сибирская нефть // май 2017. С.16–21.
 - 7. Свириз И. «Главный фарватер» // Сибирская нефть // ноябрь 2013. С. 42-47.
 - 8. Третьяков Е. «Все в порт» // Сибирская нефть // июль-август 2011. С. 8–11.
- 9. Шавыкин А.А. Оценка интегральной уязвимости Баренцева моря от нефтяного загрязнения. Мурманск: ММБИ КНЦ РАН, 2010. 60 с.
- 10.Эмирджанов Р.Т. Основы технологических расчётов в нефтепереработке. М.: издательство «Химия», 1965. 117 с.



ВЕРИФИКАЦИЯ МЕТОДИКИ ЧИСЛЕННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ТЕПЛООБМЕНА В КОЛЬЦЕВЫХ КАНАЛАХ ТЕПЛООБМЕННОГО АППАРАТА

В.А. Захаров

Магистр 1 года обучения ФГБОУ ВО «Омский государственный технический университет», техник 2 категории комплексного производственного отдела ПАО «ОНХП», г. Омск

В химической, нефтеперерабатывающей и других областях промышленности широко используются теплообменники, в которых жидкость (газ) движется в кольцевом пространстве, образованном двумя коаксиально расположенными цилиндрами. Совершенствование таких устройств требует изучения специфических течений, которые являются разновидностью вихревых и закрученных потоков. В данной методике рассмотрим задачу течения неизотермической вязкой жидкости (газа) в непроницаемых гладких границах кольцевой области при наличии осевого и окружного вынужденного движения жидкости, обусловленного вращением внутреннего цилиндра.

Верификация численной методики представлена на примере объекта, расчётная схема которого изображена на рис. 1.

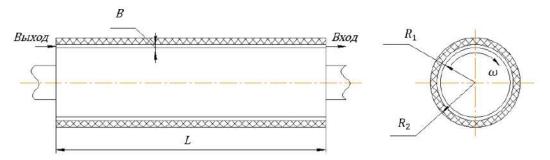


Рис. 1. Расчётная схема теплообменного аппарата

Опытная установка имеет следующие геометрические параметры (1):

$$B_{R_1} = 0.271; L_{2 \cdot B} = 40$$
 [1]

Граничные условия: на входе задаётся массовый расход среды, а на выходе – статическое давление (1 атм.). Для стенки кольцевого зазора, образованной поверхностью внутреннего цилиндра, задаётся угловая скорость, условие прилипания и параметр шероховатости; на стенке кольцевого зазора, образованной поверхностью внешнего цилиндра – условие проскальзывания.

Для проведения теоретических испытаний используется воздух при температуре 30° С. При обработке опытных данных для воздуха принято Pr = 0.7, а суммарный коэффициент теплоотдачи равен половине коэффициента теплоотдачи на поверхности внутреннего цилиндра.

В качестве использования RANS модели турбулентности выберем SST, которая сочетает в себе лучшие свойства $\mathbf{k} - \mathbf{\omega}$ модели в пристеночной области и преимущества $\mathbf{k} - \mathbf{\epsilon}$ модели вдали от стенок. Главной трудностью при использовании модели SST является необходимость использования достаточно мелких сеток в окрестностях стенок.

Построение сетки для области жидкости реализовано в приложении Ansys ICEM CFD. Построение выполнено блочным методом с использованием структурированной гексаэдрической сетки. Преимущество использования структурированной сетки: быстрое изменение параметров сеточной модели, удобный и детальный контроль создания сетки. После построения блочной структуры выполнено конвертирование в неструктурированную гексаэдрическую сетку.

Для оценки размера первой пристеночной ячейки в радиальном направлении (рисунок 2a) используется безразмерный параметр, который определяется следующими формулами (2):

$$y^{+} = \frac{Re \cdot \sqrt{\frac{C_f}{2}}}{\delta} \cdot \Delta y, C_f = \frac{0.455}{(\ln(0.06 \cdot Re))^2}$$
 (2)

(6)

где Δy – размер первой пристеночной ячейки; y^+ – безразмерный параметр; \mathcal{C}_f – коэффициент поверхностных напряжений трения; Re – критерий Рейнольдса.

Безразмерный параметр y^+ , рассмотренный при верификации методики, варьируется в диапазоне от 1 до 50. Коэффициент роста ячеек принят равным 1,2; рост ячеек – линейный.

Конечно-элементарная сетка в азимутальном (рис. 2a) и осевом направлениях (рис. 26) – равномерная, количество элементов в этих направлениях принимается равным 2 ячейки на 1 мм.

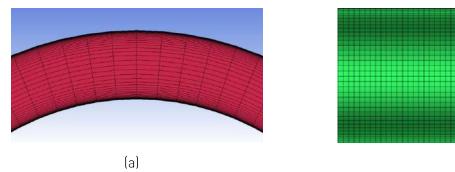


Рис. 2. Сеточная модель потока. (a) – радиальное и азимутальное направление; (б) – осевое направление

Расчёт проводится в 2 этапа [1] в программе Ansys CFX. На первом этапе задаются граничные условия, и производится расчёт. После получения первичных результатов необходимо произвести корректировку граничных условий. Для этого определяется усреднённая температура на всей поверхности жидкости и задаётся экспертным параметром в граничных условиях. Далее расчёт выполняется второй раз.

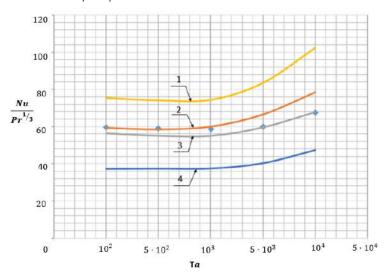


Рис. 3. Результаты исследования теплообмена в кольцевом канале с внутренним вращающимся цилиндром

• – экспериментальные данные [2]; 1 – численный расчёт при $y^+ = 50$; 2 – численный расчёт при $y^+ = 10$; 3 – численный расчёт при $y^+ = 5$; 4 – численный расчёт при $y^+ = 1$

Для верификации полученных результатов с экспериментальными данными воспользуемся уравнениями (3):

$$\alpha = \frac{Nu^* \cdot \lambda}{2 \cdot v}, Ta = \frac{\omega}{\theta} \cdot R_1^{0,5} \cdot B^{1,5}, Nu^* = \frac{Nu}{Pr^{1/3}}$$
 [3]



где Nu^* – модифицированное число Нуссельта, α – суммарный коэффициент теплоотдачи, υ – коэффициент кинематической вязкости, λ – коэффициент теплопроводности, ϑ – линейная скорость, ω – угловая скорость.

На рисунке 3 представлена оценка адекватности предложенной методики на основе экспериментальных данных, представленных в работе [2], при $Re = 3 \cdot 10^4$, $Ta = 10^2 \dots 10^4$.

В результате выполненных исследований установлено, что для расчёта кольцевых каналов с вращающейся внутренней стенкой предложенная численная методика наиболее сопоставима с экспериментальными данными при $y^+ = 5$; коэффициент роста ячеек – 1,2; модель турбулентности – SST, при этом погрешность численных расчётов не превышает 5%. Результаты расчёта сведены в таблицу 1:

Таблица 1.

Результаты расчёта

Безразмерный параметр y^+	Погрешность, %
1	51,8
5	4,49
10	7,05
50	35,24

- 1. Щукин В. К. Теплообмен и гидродинамика внутренних потоков в полях массовых сил. Москва, Машиностроение, 1980, с. 203.
- 2. Костерин С. И., Финатьев Ю. П. Исследование теплообмена турбулентного потока воздуха в кольцевом зазоре между вращающимися коаксиальными цилиндрами. ИФЖ, т. V, 1926, N98. С. 3–9.

РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ КОЛИЧЕСТВА ОТЛОЖЕНИЙ В СЫРЬЕВЫХ ТЕПЛООБМЕННИКАХ УСТАНОВОК ГИДРООЧИСТКИ ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ

Ю.В. Ковтонюк, А.М. Дёмин

Специалист 1 категории группы МиАПРиВИиО УППЭ АО «Газпромнефть-ОНПЗ», г. Омск Руководитель группы по расшивке узких мест УППЭ АО «Газпромнефть-ОНПЗ», г. Омск

В современной нефтеперерабатывающей отрасли надежная и безаварийная эксплуатация установок имеет первоочередное значение. Данный проект направлен на увеличение межремонтного срока эксплуатации теплообменного оборудования и уменьшение энергозатрат на процесс гидроочистки дизельных топлив.

Теплообменное оборудование занимает значительную часть от всего объема оборудования НПЗ и потребление топлива в большой степени зависит от эффективности его работы. Увеличение количества отложений в теплообменниках может приводить к росту общего потребления топлива до 80% от первоначальных нагрузок. Снижение количества потребляемого топлива уменьшает выбросы парниковых газов, регулируемых киотским протоколом.

В соответствии с ФЗ 261 необходимо уделять особое внимание энергоэффективности. Кроме того, постоянный рост тарифов на энергоресурсы и жесткая конкуренция на рынке требуют снижения энергопотребления с целью уменьшения себестоимости продукции.

Целью работы является повышение энергоэффективности установки гидроочистки дизельного топлива за счет уменьшения эксплуатационных затрат путем разработки мероприятий по снижению количества отложений.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

- 1. провести мониторинг технологических потоков;
- 2. рассмотреть на компьютерной модели зависимость потребления топлива печами от количества отложений;
 - 3. рассмотреть технические способы влияния на отложения.

Мониторинг технологических параметров реакторного блока установки ГОДТ показал, что при наличии отложений в теплообменниках, температура на выходе из них снижается с 290⁰С до 270°С, что приводит к существенному росту нагрузки на печи нагрева сырья.

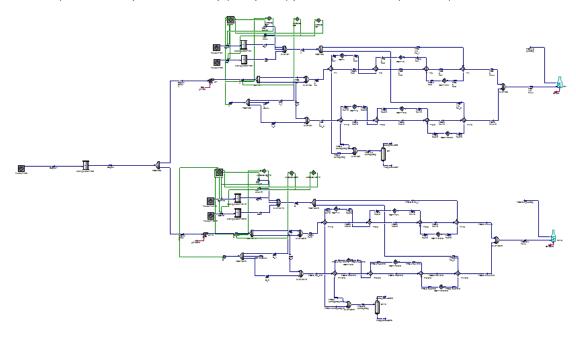


Рис. 1. Модель реакторного блока установки ГОДТ для обоих потоков



При постоянном расходе и снижении температуры на входе в печь увеличивается ее нагрузка. При достижении максимальной нагрузки температура на выходе из печи может не соответствовать заданной для входа в реактор, что может привести к изменению процесса гидрочистки и выпуску некачественной продукции. Во избежание подобной ситуации, при падении температуры на входе в печь постепенно уменьшают расход на потоке, что приводит к недовыпуску продукции и уменьшению прибыли предприятия.

Для определения влияния отложений на потребление топлива и оценки экономической эффективности необходимо было построить компьютерную модель реакторного блока. Построение модели основано на материальном балансе установки и тепловом балансе реакторного блока.

Таблица 1. **Нагрузка на печи согласно моделированию при чистых и загрязненных теплообменниках**

Параметр	При загрязненных т/о (поток A)	При чистых т/о (поток В)
Нагрузка на печь	12,37 Гкал/ч	10,35 Гкал/ч
Калорийность топлива	12700 Ккал/кг	12700 Ккал/кг
Потребление топлива	974 кг/ч	815 кг/ч

Согласно расчетам по данным моделирования, наличие загрязнений увеличивает расход топлива на 3000 тонн в год.

По данным [1] состав отложений в сырьевых теплообменниках установки гидроочистки дизельного топлива представляет собой в трубном пучке хлорид аммония и продукты коррозии оборудования, а в межтрубном пространстве – продукты полимеризации и поликонденсации, а также продукты коррозии оборудования.

Существуют различные способы борьбы с отложениями:

1. Использование высокочастотных импульсных генераторов.

Подаваемый ими импульс сбивает со стенок теплообменника отложения. Недостатком такого решения является то, что отложения будут уноситься потоком в печь и реактор, тем самым снижая их эффективность, увеличивая перепад давления в этих аппаратах и сильно увеличивая вероятность аварии. Вследствие вышесказанного, этот метод не применяется.

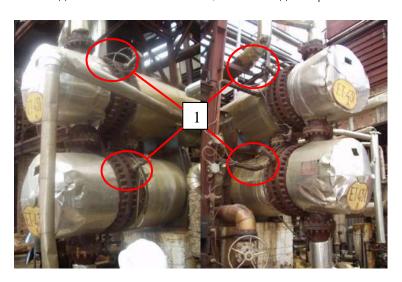


Рис. 2. Теплообменник с высокочастотным импульсным генератором 1– Высокочастотный импульсный генератор

2. Использование системы коксовыжига.

Это возможно только во время остановки, увеличивает время ремонта и не обеспечивает постоянной чистоты теплообменников во время работы. Кроме того, создает опасность повреждения аппаратуры в процессе чистки из-за применения очень высоких температур.

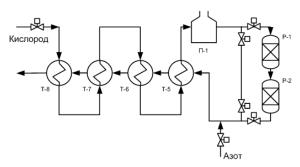


Рис. 3. Система коксовыжига

3. Подача специальных присадок.

Одна из присадок связывает кислород, присутствующий в сырье; вторая присадка образует защитный слой на стенках оборудования, предотвращая нарост отложений.

Количество присадок очень мало, поэтому они не будут оказывать влияние на активность катализатора процесса.

Данный метод требует тщательной очистки оборудования перед началом использования присадок, т.к. существующий кокс на стенках аппаратов в результате действия присадок отправится в печь и реактор, тем самым увеличивая перепад давления в этих аппаратах и сильно увеличивая вероятность аварии, а также снижая эффективность. Однако в процессе использования этот метод является самым эффективным и безопасным, т.к. увеличивает межремонтный пробег оборудования, и при применении не происходит увеличения потребления топлива печами нагрева сырья.

Подача первой присадки перед резервуаром обеспечит связывание кислорода при хранении. Вторая присадка обеспечивает смывку отложений и подается непосредственно перед теплообменниками.

Выводы:

- 1. мониторинг технологических параметров установки ГО ДТ производительностью 3 млн.т/год показал, что температура ГСС на выходе из блока сырьевых теплообменников снижена на 7% из-за наличия отложений в них;
- 2. на компьютерной модели в среде HYSYS показано, что наличие отложений в сырьевых теплообменниках увеличивает потребление топлива печами нагрева сырья на 3 тыс.т/год;
- 3. рассмотрены технические способы влияния на отложения: использование химических реагентов обеспечивает чистоту теплообменной аппаратуры на весь период работы и снижает срок ремонта установки.

- 1. А.М. Дёмин, М.А. Дёмин, В.С. Маленьких, С.В. Корнеев // Параметрическая диагностика теплообменного оборудования. // Мир нефтепродуктов. № 5. 2015. С. 35–43.
- 2. А.М. Дёмин, М.А. Дёмин, В.С. Маленьких, С.В. Корнеев // Способы борьбы с отложениями в сырьевых теплообменниках установок гидроочисток дизельных топлив. // Мир нефтепродуктов. № 8. 2015. С. 32–36.
- 3. С.В. Корнеев, А.М. Дёмин, М.А. Дёмин, О.А. Реутова, Ю.А. Пиляева // Диагностика сырьевых теплообменников установок гидроочисток дизельных топлив с помощью моделирующих программ. // Динамика систем, механизмов и машин. № 2. 2014. С. 96–103.
 - 4. Технологический регламент установки ГОДТ АО «Газпромнефть-ОНПЗ».
 - 5. HYSYS. Process. Версия 2.4. Моделирование в стационарном режиме.



ВАРИАНТ СНИЖЕНИЯ СТОИМОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ УСТАНОВКИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА Л-35/11-600 AO «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ОНПЗ»

О.А. Компанейщикова

Инженер монтажно-технологического отдела ПАО «ОНХП», г. Омск

Влияние процесса сварки на качество сварных конструкций многообразно. Оно выражается в изменении свойств металла в зоне термического влияния, в возникновении пластических и упругих деформаций, которые вызывают остаточные напряжения и изменяют размеры конструкций, в появлении специфических для сварных соединений форм концентраторов напряжений.

Процесс сварки оказывает сложное воздействие на металл конструкции. В результате перекристаллизации металла при нагреве и последующего быстрого охлаждения образуются структуры закалки. Из-за неравномерного нагрева и остывания, возникают пластические деформации, протекающие во всем интервале температур: от окружающей до температуры плавления. В начальный период сварки, когда происходит нагрев металла, и в процессе последующего охлаждения напряжения и деформации существенно изменяются по величине, знаку, характеру распределения в том или ином сечении. Временные напряжения и деформации по мере охлаждения постепенно переходят в остаточные, которые для большинства конструкционных материалов существуют в металле в течение всего дальнейшего периода эксплуатации.

Следствием указанных процессов являются увеличение твердости, снижение вязкости и пластичности металла. Образуются значительные остаточные напряжения, обычно достигающие предела текучести. При сварке и последующем остывании появляются высокие трехосные остаточные напряжения. Растягивающие остаточные напряжения отрицательно влияют на коррозионную стойкость, особенно на коррозионное растрескивание.

Для снятия остаточных сварочных напряжений практически единственным видом термической обработки сварных соединений трубных элементов из углеродистых и низколегированных марганцовистых и кремнемарганцовистых сталей является высокий отпуск.

Температуру отпуска назначают, ориентируясь на необходимый уровень снижения остаточных напряжений и на те изменения механических свойств металла, которые возникают в результате отпуска. Чем выше температура отпуска, тем полнее устраняются остаточные напряжения. Однако при этом может наблюдаться нежелательное снижение прочностных свойств металла.

Не следует переоценивать отрицательное влияние указанных факторов, так как в большинстве случаев оно не является решающим. Лишь при определенных условиях сочетание отрицательных факторов может оказаться существенным для качества сварной конструкции.

Как правило, базовый проект технологических установок содержит рекомендации по выбору материалов трубопроводов и требования к проведению термообработки сварных соединений определенных трубопроводов.

В данной работе мы постараемся исключить требование компании-лицензиара UOP по термообработке сварных соединений определенных трубопроводов за счет правильного выбора материала трубопровода и тщательного анализа транспортируемых сред с учетом требований правил безопасности и нормативной документации РФ.

- 1. Сварка в машиностроении: Справочник. В 4-х т./ Редкол.: Г.А. Николаев (пред.) и др. М.: Машиностроение, 1979 т.3 / Под ред. В.А. Винокурова, 1979. 567 с.
- 2. Винокуров В.А. Отпуск сварных конструкций для снижения напряжения. М.: Машиностроение, 1973. 213 с.

- 3. Кудрявцев И.В., Наумченко Н.Е. Усталость сварных конструкций. М.: Машиностроение, 1976. 270 с.
- 4. РД 153-34.1-003-01 Сварка, термообработка и контроль трубных систем котлов и трубопроводов при монтаже и ремонте оборудования Москва, 2002.
- 5. СТО 00220368-011-2007 Сварка разнородных соединений сосудов, аппаратов и трубопроводов из углеродистых, низколегированных, теплоустойчивых, высоколегированных сталей и сплавов на железоникелевой и никелевой основах Волгоград, 2007.
- 6. СТО 00220368-012-2008 Сварка сосудов, аппаратов и трубопроводов из углеродистых и низколегированных сталей Волгоград, 2008.
- 7. СТО 38.17-003-2009 Сварка технологических трубопроводов и печных змеевиков при ремонте и реконструкции нефтеперерабатывающих и нефтехимических установок Волгоград, 2007.
- 8. ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах Москва, 2015.
- 9. РТМ 26-44-82 Термическая обработка нефтехимической аппаратуры и ее элементов Волгоград, 1982.



МЕЖДУНАРОДНЫЙ ОПЫТ В ОБЛАСТИ УТИЛИЗАЦИИ ПНГ

Р.С. Курганов

Курганов Роман Сергеевич, инженер комплексного отдела проектирования шельфовой добычи нефти и газа ПАО «ОНХП», г. Омск

В 2004 году Российской Федерацией ратифицирован Киотский протокол (федеральным законом ФЗ-128 «О ратификации Киотского протокола к рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменениях климата»), который обязывает развитые страны и страны с переходной экономикой сократить или стабилизировать выбросы парниковых газов.

В целях реализации требований данного протокола, 8 января 2009 года принято постановление правительства Российской Федерации № 7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках», в соответствии с которым необходимо предусматривать утилизацию не менее 95 % попутно добываемого нефтяного газа при разработке нефтяных месторождений.

Целью доклада является описание и анализ вариантов утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ), добываемого на шельфовых месторождениях для определения наиболее оптимального способа утилизации ПНГ на уровне 95 %.

Задачи:

- анализ международного опыта утилизации ПНГ;
- рассмотрение концептуальных решений по утилизации ПНГ;
- оценка экономической эффективности рассмотренных концептуальных решений утилизации ПНГ;
 - определение целевых параметров и ранжирование вариантов по критериям оценки.

Методы утилизации ПНГ

Использование попутного нефтяного газа, с целью извлечения прибыли, связано с рядом трудностей, которые делают его коммерческое использование нецелесообразным:

- отдаленность рынка сбыта;
- отсутствие необходимой инфраструктуры;
- малые объемы газа;
- нестабильный состав попутного нефтяного газа;
- отсутствие стабильного, долгосрочного источника газа.

В настоящее время можно выделить следующие направления утилизации попутного нефтяного газа на шельфовых месторождениях:

- экспорт трубопроводами;
- закачка газа в пласт;
- производство сжиженного природного газа (СПГ);
- компримирование ПНГ;
- производство метанола;
- синтез ПНГ в жидкое топливо;
- сжигание на факеле.

Для больших и малых месторождений транспортировка газопроводами традиционно считалась предпочтительным решением в тех случаях, когда действующий рынок сбыта газа находился на разумном расстоянии.

Технология СПГ значительно упростила транспортировку газа на дальние расстояния, сделав ее экономически выгодной. Большую роль в развитии перевозок СПГ сыграла Япония. Из-за отсутствия внутренних источников энергии, Япония была одной из родоначальниц растущей торговли сжиженным природным газом.

За последние 50 лет количество потенциальных решений для экспорта газа с офшорных месторождений увеличилось, появились проекты плавучих заводов СПГ и установки сжатого природного газа, которые позволяют добраться до рынков за пределами досягаемости трубопроводов.

Тем не менее, даже с расширением портфеля решений, существуют месторождения, переработка и экспорт газа с которых экономически не целесообразны, поэтому на таких месторождениях газ либо сжигают на факеле, либо закачивают обратно в пласт и/или используют в малом масштабе для производства электроэнергии.

Схема использования решений для утилизации газа с месторождений в зависимости от объемов добычи и расстояния до потребителя представлена на рис. 1.

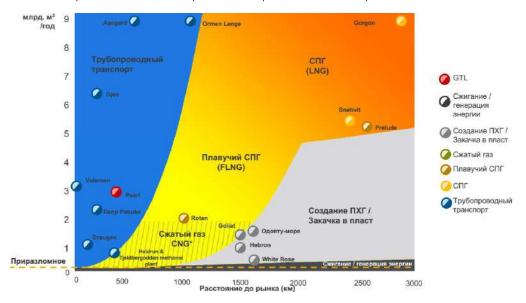


Рис. 1. Решения по экспорту газа с месторождений в мировой практике

Варианты применения трубопроводного транспорта газа с шельфовых месторождений

В мировой практике наиболее распространены два варианта применения трубопроводного транспорта газа с шельфовых месторождений:

- подготовка газа на шельфовом объекте и транспорт подготовленного газа к конечному потребителю;
- транспорт неподготовленного газа к месту переработки, переработка и дальнейшая передача потребителю.

Под первым вариантом подразумевается полная очистка попутного нефтяного газа и транспортировка трубопроводом осушенного газа до ближайшей сети газопроводов. Второй вариант подразумевает частичную очистку и транспортировку трубопроводом на перерабатывающую установку/завод.

Закачка газа в пласт

Как видно из рисунка 1, закачка газа в пласт является приемлемой при существенном удалении месторождения от рынка сбыта газа, либо при очень малых количествах газа.

Обратная закачка в нефтяной пласт может осуществляться:

- для повышения нефтеотдачи и поддержания пластового давления;
- во временное подземное газовое хранилище (ВПХГ).

Использование газа с целью повышения нефтеотдачи и поддержания пластового давления позволяет поддерживать высокую производительность добычи нефти и сводить объемы сжигания ПНГ к минимуму, однако имеется ряд ограничений и рисков, связанных с геологическими структурными особенностями месторождения. Основные риски связаны с возможностью резкого увеличения газового фактора месторождения в связи с увеличением доли растворенного газа в нефти и блокированием добывающей скважины в связи с прорывом газовой фазы. Использование газа для поддержания пластового давления должно предусматриваться на этапе разработки технологии разработки месторождения. Оптимальное количество закачиваемого газа одновременно зависит от свойств пласта и от характеристик нефти в пласте.



В качестве потенциальных объектов для закачки газа в пласт для поддержания пластового давления рассматриваются «газовые шапки» разрабатываемого нефтяного месторождения.

Применяемые вариации закачки газа в пласт:

- несмешиваемая закачка газа;
- смешиваемая закачка газа;
- третичная закачка газа после заводнения;
- поочередная закачка воды и газа (WAG);
- закачка в газоконденсатные месторождения для увеличения выработки конденсата;

Другим вариантом закачки газа в пласт является закачка во временное подземное газовое хранилище (ВПХГ).

Несмотря на видимые преимущества данного метода утилизации ПНГ, его реализация связана с рядом газогидродинамических рисков, представленных в таблице 1, которые необходимо учитывать при анализе применимости данного метода.

Таблица 1. Основные газогидродинамические риски хранения попутного газа с использованием ВПХГ

Объект хранения	Газогидродинамические риски		
	Растекание газа по площади, уменьшение коэффициентов		
Газовые залежи и водоносные	рентабельного извлечения хранимого газа.		
горизонты при проявлении	Уход газа за замок ловушки при многолетнем повышении		
водонапорного режима	пластового давления в периоды закачки, простоя		
	и отбора газа из хранилища		
	Образование высоких депрессионных воронок при низких		
Газовые залежи при проявлении	фильтрационно-емкостных свойствах пласта-коллектора.		
газового режима	Превышение давления нагнетания максимально допу-		
	стимой величины из условия герметичности покрышки		
«Газовые шапки»	Расформирование нефтяной части в результате		
	образования устойчивых «конусов» газа,		
нефтегазоконденсатных залежей	снижение дебитов нефтедобывающих скважин		

Подготовка, сжижение/компримирование и транспорт ПНГ к конечным потребителям или к месту переработки

Анализ международного опыта показал, что в настоящее время получение сжиженного газа на месторождениях в чистом виде не имеет распространения. Однако данный способ используется практически во всем мире в комбинации с трубопроводным транспортом газа к месту переработки или сжижения.

Данный способ использования газа экономически целесообразен при больших доказанных запасах газа и используется как основной коммерческий вариант на газовых и газоконденсатных месторождениях.

Промышленные способы переработки газа с получением жидких продуктов Использование ПНГ на месте добычи для выработки электричества и энергоресурсов

Практика использования ПНГ для выработки электроэнергии и тепла для нужд промыслов существует во всем мире, поскольку позволяет полностью удовлетворить собственные потребности месторождения в энергоресурсах, при этом сократив количество газа, сжигаемого на факельных установках.

Основные преимущества использования ПНГ для выработки электроэнергии на промыслах:

- снижение затрат на энергоснабжение;
- высокая экономическая эффективность и короткие сроки окупаемости;
- отсутствие значительных инвестиций в строительство ЛЭП и инженерных сетей от внешних и централизованных источников энергии для постоянного снабжения новых месторождений;
 - сокращение потерь от передачи электроэнергии при ее выработке на месте потребления.

Полученное тепло используется для обеспечения нужд технологического процесса подготовки нефти и отопления объектов месторождения.

Сжигание ПНГ на факеле

Выводы

Принимая во внимание изложенную выше информацию, можно сделать вывод, что применение того или иного способа утилизации попутного нефтяного газа, прежде всего, зависит от его количества, которое будет вырабатываться на месторождении, и удаленности рынка сбыта. Практически повсеместно попутный нефтяной газ используется для выработки электроэнергии и энергоносителей для нужд промысла. Сжигание газа используется на первоначальных этапах разработки месторождений, пока его количества не стабильны и малы и не позволяют использовать по другим направлениям. Закачка в пласт является эффективным решением для малых и удаленных месторождений. Кроме того, часто закачка в пласт возможна в качестве промежуточного варианта утилизации попутного нефтяного газа, пока не создана дополнительная газовая инфраструктура, позволяющая экспортировать газ. На более поздних этапах разработки месторождений реализация каждого конкретного способа рассматривается для каждого месторождения с учетом индивидуальных особенностей.

В таблице 2 представлена сравнительная характеристика шельфовых месторождений. Как видно из данной таблицы, для таких относительно небольших месторождений трубопроводный транспорт используется в основном в регионах с уже развитой трубопроводной инфраструктурой - это Норвежские месторождения в Норвежском и Северном морях и месторождения в регионе Новая Шотландия, Канада. Трубопроводы данных месторождений являются логическим продолжением уже имеющейся инфраструктуры, которая была создана благодаря наличию близлежащих месторождений с большими доказанными запасами газа.

В регионах, где объемы газа на месторождениях не позволяют окупить строительство трубопровода, применяется обратная закачка газа в пласт. Примером служат месторождения Геброн и Белая роза, в регионе Ньюфаундленд, Канада.

Таблица 2. Сравнительные характеристики шельфовых месторождений

Наименование	Тип платфор-	Год нача-	Объемы	Объемы	Метод	Метод
месторождения,	мы, глубина	ла разра-	нефти,	газа,	экспорта	утилиза-
страна, регион	моря, м	ботки	тыс. т	млн. м ³	нефти	ции газа
Балдер/Рингорн (Balder/Ringhorne), Норвегия, Север- ное море	Судно FPSO, 126	1999	59 546	11 943	Танкер	Трубопро- вод
Валемон (Valemon) Норвегия, Север- ное море	Стальная платформа, 144	2015	8 545	1 981	Трубо- провод	Трубопро- вод
Хейдрун (Heidrun), Норвегия, Нор- вежское море	Плавучая платформа на растяжках TLP, 350	1995	165 955	28 975	Танкер	Трубопро- вод
Норн (Norne), Норвегия, Нор- вежское море	Судно FPSO, 390	1997	79 840	47 554	Танкер	Трубопро- вод
Голиат (Goliat), Норвегия, Барен- цево море	Судно FPSO, 380	2015	26 035	8 794	Танкер	Выработка энергоре- сурсов и закачка в пласт



Наименование	Тип платфор-	Год нача-	Объемы	Объемы	Метод	Метод
месторождения,	мы, глубина	ла разра-	нефти,	газа,	экспорта	утилиза-
страна, регион	моря, м	ботки	тыс. т	млн. м ³	нефти	ции газа
Панук Дип (Panuke Deep), Канада, Но- вая Шотландия	Стальная платформа, 42	2013	-	5 446	-	Трубопро- вод
Драген (Draugen), Норвегия, Нор- вежское море	Бетонное ос- нование, 280	1993	125 501	22 100	Танкер	Трубопро- вод
Геброн (Hebron), Канада, Ньюфа- ундленд	Бетонное ос- нование, 92	2017	76 903	7 480	Танкер	Выработка энергоре- сурсов и закачка в пласт
Белая роза (White Rose), Канада, Ньюфаундленд	Судно FPSO, 120	2005	42 323	10 540	Танкер	Выработка энергоре- сурсов и закачка в пласт

- 1. Gas monetization solutions, Bill Spence, Guus Kessler, Shell International Exploration and Production.
- 2. Utilization of Associated Petroleum Gas (APG) the Norwegian Experience, Leif Hinderaker, SPE, and Steinar Njaa, SPE, Norwegian Petroleum Directorate, Society of Petroleum Engineers, 2010.
- 3. Process Design for Offshore Oil and Gas Production in Cold Ocean Environment, D. C. Sen, The Canadian Journal of Chemical Engineering, Volume 66. October, 1988.
- 4. Абрамов В.А., Андреев И.Л., Толчинский А.Р. Проблемы создания и использования плавучих заводов ожижения природного газа при освоении шельфа арктических морей. // RAO-95, доклады. С. 298.
- 5. Алексеева Н.А., Ибрагимова А.В. Выбор инвестиционной стратегии инвестора при выборе оптимального проекта по утилизации попутного нефтяного газа в условиях неопределенности // Вестник Удмуртского университета. 2014. № 1. С. 7–11.
- 6. Гулянский М.А., Котенко А.А., Крашенинников Е.Г. и др. Методы утилизации нефтяного газа // Сфера. Нефть и газ. 2013. №4(37). С. 100–107.
 - 7. Концепция использования попутного нефтяного газа // Глоботэк. 08. 11 с.
- 8. Медведев Б.И., Кондратьева Л.Ю. Технологии переработки попутного нефтяного газа // Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2008. № 5. С. 9–11.
- 9. Рачевский Б.С. Технологии коммерческой утилизации факельных попутных газов нефтяных месторождений // Мир нефтепродуктов. 2008. №7. С. 24–31.
 - 10.Сергеев П.А. Нефтегазовая промышленность Норвегии. М.: Информ-динамо, 1997.
- 11.Булкатов А.Н. Перспективные технологии переработки попутного нефтяного газа // Нефтепереработка и нефтехимия. 2007. № 8. С. 40–45.
- 12.Жарова Т.Ю. Методические подходы экономико-социальной оценки разномасштабных проектов рационального использования попутного нефтяного газа // Нефтегазовое дело: электронный журнал. 2013. №4. С. 386–397
- 13.Книжников А.Ю., Кутепова Е.А. Мироненко Д.Е. Проблемы и перспективы использования нефтяного попутного газа в России: ежегодный обзор // М.: WWF России, КМПГ. 2010. С. 3–40.
- 14.Постановление Правительства РФ от 8 ноября 2012 года № 1148 «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа».

АНАЛИЗ ПРОЕКТА ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ МОРСКОЙ ЛЕДОСТОЙКОЙ СТАЦИОНАРНОЙ ПЛАТФОРМЫ

С.Е. Липатов

Инженер 1 категории комплексного отдела проектирования шельфовой добычи нефти и газа ПАО «ОНХП», г. Омск

Арктический шельф Российской Федерации составляет 1,2 млн. км² и включает акватории таких морей, как Баренцево, Карское, Лаптевых, Восточно-Сибирское, что делает его самым крупным Арктическим морским шельфом в мире.

Шельф в северной части РФ на сегодняшний день остается малоизученной, малоразвитой и редкозаселенной, но вместе с тем, и самой привлекательной территорией по своим запасам полезных ископаемых.

Создаются и расширяются государственные программы по развитию заполярных регионов, всё более твердо становясь зонами стратегического развития страны.

В соответствии со «Стратегией развития арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года», предусматривается освоение минеральных ресурсов континентального шельфа с целью формирования резервного фонда месторождений в Арктической зоне Российской Федерации, гарантирующего энергетическую безопасность страны и устойчивое развитие топливно-энергетического комплекса в долгосрочной перспективе, в период замещения падающей добычи в районах традиционного освоения после 2020 года. В связи с этим появляется необходимость развития проектирования новых нефтегазодобывающих производств в Арктическом регионе, включая континентальный шельф, а также улучшение условий эксплуатации и повышение эффективности существующих объектов данного региона.

Морские нефтегазодобывающие объекты в суровых климатических условиях Арктики требуют инновационных технологий и оборудования, а также особых требований в проектировании и строительстве.

На основе опыта ПАО «ОНХП» разработки проекта технического перевооружения морской ледостойкой стационарной платформы на арктическом шельфе РФ выполнен анализ основных проблем и ограничений, связанных с данным видом строительства, а именно:

- специфика морского объекта в Арктике;
- стесненные условия платформы;
- импортозамещение оборудования;
- нормативная база проектирования;
- организация строительства.

Выполненный анализ и предоставленные рекомендации будут полезны не только для разработки проекта технического перевооружения существующих морских платформ, но и для проектирования новых морских нефтегазодобывающих объектов на континентальном шельфе РФ.

- 1. Стратегия развития арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года (утв. Президентом РФ).
 - 2. Offshore Russia. №2, май 2014.
- 3. Дикман Л.Г. Организация строительного производства. Учебник для строительных вузов / М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2009. 608 с.



ОСОБЕННОСТИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА ОСТАТОЧНОГО СЫРЬЯ

Д.Б. Литвинова, О.А. Реутова, С.В. Корнеев

Инженер 1 категории ОАО «ВНИПИнефть», аспирант кафедры машиностроения ФГБОУ ВО «Омский государственный университет им. Ф.М. Достоевского», г. Омск Старший преподаватель ФГБОУ ВО «Омский государственный университет им. Ф.М. Достоевского», консультант по кафедре ПХТС на базе ПАО «ОНХП», г. Омск Доктор технических наук, почетный академик Европейской академии естественных наук, лауреат медали им. Лейбница, профессор кафедры «Нефтехимические технологии и оборудование» ФГБОУ ВО «Омский государственный технический университет», г. Омск

Процесс каталитического крекинга является одним из наиболее распространённых крупнотоннажных процессов переработки остаточного сырья. (См. схему 1. классификация каталитического крекинга). Основное назначение каталитического крекинга – производство компонентов дистиллятных топлив, преимущественно бензина.

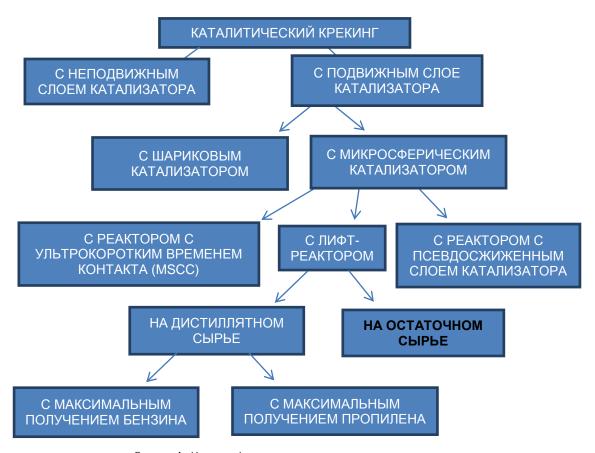


Схема 1. Классификация каталитического крекинга

На первых установках каталитического крекинга в качестве сырья использовали керосин-газойлевые фракции 200-350°С. В дальнейшем используют более тяжелое сырье – вакуумный дистиллят (газойль) фракционного состава 350-500°С. Также используют газойлевые фракции термодеструктивных процессов, гидрокрекинга, деасфальтизаты, полупродукты масляного производства. На современных установках перешли к переработке глубоковакуумных газойлей с температурами конца кипения 540-580°С. На специально спроектированных установках каталитического крекинга переработки подвергают остаточное сырье: мазут или их смесь с дистиллятным сырьем.

Показатели каталитического крекинга остаточного сырья:

- более высокая температура выкипания (частично испаряется при 560°С);
- повышенное содержание полиядерных нафтенов и ароматических соединений, смол и асфальтенов, солей металлов (V, Ni, Fe), серосодержащих и азотсодержащих соединений;
 - высокая коксуемость.

В настоящие время из-за вовлечения в переработку остаточного сырья возникает ряд проблем: рост температуры в регенераторе, отравления катализатора солями тяжелых металлов, увеличение выбросов оксидов серы, азота и др.

В мире разработано более 50 процессов каталитического крекинга остаточного сырья [1]. Степень превращения сырья на этих установках 65–78%. Доля остатков зависит от ряда факторов исходного сырья (коксуемость, содержание Ме и т.д.). Различаются эти процессы устройством и режимом функционирования реакторного блока, а также типами катализаторов и системой их контактирования с сырьем.

При переработке остаточного сырья с уровнем коксуемости до 10% (мас.) и содержанием производных ванадия и никеля до 30 мг/кг, для поддержания необходимого уровня активности равновесного катализатора применяют специальные пассивирующие добавки к сырью, препятствующие отравлению катализатора соединениями тяжелых металлов, или используют специальные катализаторы с повышенной устойчивостью к отравлению солями тяжелых металлов. Кроме этого применяют двухступенчатый регенератор или два регенератора. Наибольшее распространение получили установки, предназначенные для переработки остаточного сырья – RCC (фирма UOP) и R2R (компании Ахепs).

Технология каталитического крекинга остаточного сырья с двухступенчатой регенерацией RCC (Residual Catalytic Craking) [4].

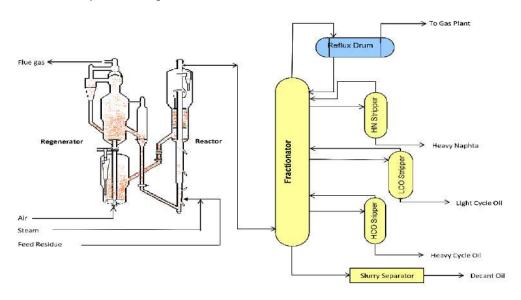


Рис. 1. Принципиальная схема установки каталитического крекинга остаточного сырья с двухступенчатой регенерацией (RCC)

Схема реакторно-регенераторного блока установки, работающей по технологии RCC, приведена на рис. 1. Регенерированный катализатор смешивается у основания лифт-реактора с тяжелым сырьем, который вводится диспергированно, что способствует увеличению выхода бензина и других ценных продуктов. В лифт-реакторе процесс ведется при температуре 510-520°С, который завершается в реакторе-сепараторе. Далее закоксованный катализатор направляется в двухступенчатый регенератор. Двухступенчатая регенерация катализатора позволяет снизить температуру регенерации катализатора. Большая часть кокса выгорает на пер-



вой ступени регенерации при температуре 670-690°С. После этого частично регенерированный катализатор самотеком поступает на вторую ступень, где происходит дожиг остаточного кокса. На установках с двухступенчатой регенерацией можно перерабатывать сырье с уровнем коксуемости по Конрадсону до 10% (мас.).

Отличительные особенности технологии RCC:

- 1. диспергирование сырья с помощью рециркулирующих легких углеводородных газов;
- 2. подача легких углеводородных газов ниже точки ввода сырья с целью регулирования активности катализатора и пассивации отлагающихся на нем металлов;
 - 3. наличие двухступенчатого регенератора.

Таблица 1.

Выхода продукта в процессе RCC

Продукт	Показатели
$\sum C_2$	2,6
∑C3	12,4
∑C4	17,8
Бензин (н.к193ºС)	59,7
Легкий газойль (193-171ºC)	7,7
Остаток выше 371ºС	10,9
Кокс, % (мас.)	4,5

Технология каталитического крекинга остаточного сырья с двумя регенераторами RCR (Residual Craking) [4].

Особенность этой технологии – наличие двух регенераторов с раздельной подачей воздуха и выводом дымовых газов. Технологию использует с 1981 г. Действуют подобные установки с США, Японии, Китае.

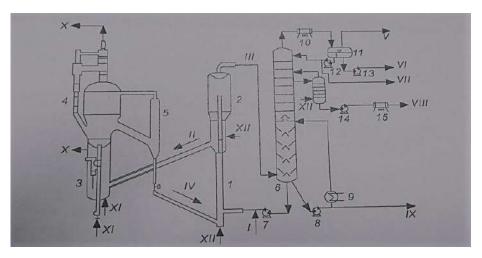


Рис. 2. Принципиальная схема установки R2R процесса каталитического крекинга с двумя регенераторами

Принцип работы установки RCR (рис. 2.) такой же, как и на установке RCC. Закоксованный катализатор сначала поступает в первый регенератор, работающий при 700°С, где происходит частичный выжиг углерода (до 80%) и полный выжиг водорода. Во втором регенераторе температура поддерживается – 900°С при отсутствии паров воды. Во втором регенераторе происходит полный выжиг кокса. Температура в реакторе составляет 510°С, время контакта сырья с катализатором – 1с. Данная технология позволяет перерабатывать остаточное сырье со значением по Конрадсону до 10% (мас.), при содержании металлов до 50 мг/кг.

Отличительные особенности технологии RCR:

- 1. высокий выход бензина;
- 2. улучшенный процесс регенерации, обеспечивающий глубокий выжиг кокса, исключая термопаровую дезактиацию катализатора.

Таблица 2. **Выхода продукта в процессе RCR**

7.5

Продукт Показатели Сухой газ+H2S 4.7 ∑Сз-4 28.4 Бензин (н.к.-220°С) 60.9 Легкий газойль (220-343°С) 12.1 Тяжелый газойль (выше 371°С) 5,7

Кокс, % (мас.)

В отечественной практике каталитического крекинга остаточного сырья осуществляется на модернизированных установках переработки вакуумных газойлей типа 1A1M, ГК-3, 43-103, 43-107. На Омском НПЗ в результате модернизации установок 43-103 и 43-107 с 1996 года перерабатывают остатки масляного производства, деасфальтизата и тяжелого газойля коксования. Доля остатков масляного производства (гачи и петролатумы) составляет 25%. Используются катализаторы КМЦ-97 и КМЦ-99. В 1999 году была модернизирована установка С-200 КТ-1/1 для переработки остаточного сырья с содержанием тяжелых парафино-нафтеновых углеводородов не менее 40-45% [2].

Таким образом, непосредственное крекирование остаточного сырья позволяет вовлечь в переработку лишь ограниченные ресурсы остатков. Для углубления переработки нефти остаточное сырье, в частности мазут, необходимо перерабатывать деструктивными процессами. Это сложная задача, решается путем комбинирования процесса с обязательной стадией предварительной подготовки или облагораживания остатков. Схему общего вида переработки представим следующим образом: подготовка сырья – каталитический крекинг – переработка углеводородных газов [5].

- 1. Хавкин В.А., Капустин В.М. Пути развития процесса каталитического крекинга // Мир нефтепродуктов. 2016. N²10. C.4–9.
- 2. Каминский Э.Ф., Хавкин В.А. Глубокая переработка нефти: технологический и экологический аспекты. М.:Техника, ООО «ТУМА ГРУПП», 2001. 384 с.
- 3. Покровский С. Новые зарубежные технологии нефтепереработки // Нефтегазовые технологии. 2002. №7. С. 68.
- 4. Хенц Г., Азеведо Ф., Чеберлейн О. «Второе дыхание» каталитического крекинга в псевдоожиженном слое // Нефтегазовые технологии. 2005. №2. С. 6.
- 5. Справочник современных процессов нефтепереработки // Нефтегазовые технологии. $2001. N^{\circ}3. C.$ 110–112.



РАЗРАБОТКА ПРИБОРОВ УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ОСНОВЕ ЦИФРОВОГО СИГНАЛЬНОГО ПРОЦЕССОРА

В.В. Афанасьев, Р.С. Зарипова

Кандидат технических наук, доцент кафедры Информатики и информационно-управляющих систем ФГБОУ ВПО «Казанский государственный энергетический университет», г. Казань Студент 4 курса ФГБОУ ВПО «Казанский государственный энергетический университет», г. Казань

Рассмотрены вопросы проектирования и схемотехнической реализации прототипа электронного трехфазного счетчика электрической энергии для двухпроводной сети с применением современных компонентов цифровой электроники, в котором реализованы средства контроля и предотвращения хищения электроэнергии и коммуникационные средства с подсистемами диспетчерского уровня автоматизированных систем коммерческого учета электрической энергии.

Тенденция развития компонентной базы современной микропроцессорной техники такова, что все большее применение при разработке разнообразных приборов и систем находит класс специализированных микропроцессорных систем, получивших название цифровых сигнальных процессоров (ЦСП). Одним из применений ЦСП в области информационно-измерительной техники и контрольно-измерительных приборов стали приборы учета потребляемой электрической энергии. Прямое вычисление мгновенной потребляемой активной мощности в многофазных питающих электрических сетях тривиально реализуется с помощью ЦСП, оснащенных многоканальным АЦП. Кроме того, приборы учета данного класса на основе ЦСП могут с минимальными усилиями для разработчика быть функционально расширены для учета реактивной мощности, что характеризует эффективность передачи электроэнергии потребителю и имеет важное значение в системах учета энергопотребления промышленными предприятиями.

Интенсивное развитие автоматизированных систем учета потребления электроэнергии, введение многотарифности и предоплаты ставит перед разработчиками информационно-измерительных систем задачу создания качественно нового контрольно-измерительного прибора для измерения расхода электроэнергии – электронного счетчика, совместимого с другими элементами систем учета и обладающего более высокой точностью по сравнению с существующими и устаревшими приборами.

Наряду с общими требованиями и важнейшими характеристиками, которые предъявляются к классу приборов и систем информационно-измерительной техники общего назначения, такими как класс точности прибора для измеряемых величин, диапазон измерений, время непрерывной работы, время установления рабочего режима, температурный диапазон работы, срок службы прибора, следует отметить, что при проектировании счетчиков электроэнергии следует учитывать, то, что такие приборы должны отличаться весьма длительным сроком службы, высокой надежностью, постоянством измерительных характеристик, возможностью стационарной поверки и, при необходимости, калибровки прибора.

Реализация этих важнейших требований предполагает применение таких схемотехнических решений и выбор такой компонентной базы, которая отличалась бы высокой надежностью и, вместе с тем, простотой, а также минимальным числом вспомогательных элементов. Требование надежности и долговечности прибора учета предполагает использование современных специализированных информационных систем, реализующих ставшую уже классической схему измерения на основе аналого-цифровых преобразователей «мощность-частота». Большинство таких информационных систем, в том числе информационная система ADE7755, обеспечивают не только непосредственное подключение электромеханических счетных устройств на основе шаговых двигателей, но подключение микропроцессорных систем [1]. Именно перспективное

применение микроконтроллеров, выполняющих счетную функцию, функцию управления индикаторной системы, а также коммуникационную и поверочно-калибровочную функции, позволит разработать современный, высоконадежный, долговечный и точный прибор [2].

Таким образом, на основании общей постановки задачи и акцентировании внимания на особенностях рассмотренной компонентной базы (специализированных ИС преобразователей «мощность-частота», цифрового сигнального процессора семейства dsPIC33, трансформаторных датчиков тока и напряжения) и измерительных схем и методов становится очевидной структура проектируемого прибора. Разработка трёхфазного счетчика предполагает использование трех каналов преобразования мощность-частота и применение специализированных трехфазных преобразователей или трех отдельных информационных систем. С точки зрения реализации коммуникационных функций между информационными системами и микропроцессором наиболее удобным является использование преобразователей компании Microchip Тесhnology типа МСР3909, которые функционально полностью повторяют ADE7755 и также поддерживают SPI интерфейс для передачи измерительной информации непосредственно в микропроцессорную систему. Таким образом, структура разрабатываемого прибора включает в себя следующие элементы:

- три канала аналого-цифрового преобразования типа «мощность-частота» высокоточный интегральный первичный преобразователь активной потребляемой мощности в цифровой сигнал стандартного ТТЛ-уровня с частотой прямо пропорциональной мощности [МСР3909] с микропроцессорным управлением. Данная информационная система содержит два встроенных прецизионных сигма-дельта АЦП с высокой частотой дискретизации для преобразования мгновенных значений напряжения и тока, а также умножитель-интегратор для вычисления средней активной мощности. Сигнал пропорциональной мощности управляет выходным генератором с переменной частотой, которая и является мерой потребляемой энергии [3];
- цифровой сигнальный процессор (ЦСП) 16-разрядный микропроцессор, реализующий измерительные, индикаторные, управляющие и коммуникационные функции;
- интегральные линейные стабилизаторы напряжения преобразователи сетевого напряжения сети переменного тока в постоянное напряжение 5 В и 3,3 В для питания интегральных преобразователей, микропроцессорной системы и вспомогательных схем. Наличие в схеме второго питающего напряжения 3,3 В связано с тем, что ядро ЦСП имеет пониженное напряжение питания;
- EEPROM-память внешняя интегральная электрически перепрограммируемая постоянная память, предназначенная для сохранения настроек, режимов и показаний прибора. Использование внешней энергонезависимой памяти является обязательным элементом современного прибора учета, поскольку при отключении питания в ней должны сохраняться последние показания прибора. Наряду с этим память достаточного объема может использоваться для хранения истории показания потребления за временные периоды, реализации подсистем многотарифного учета и т.д.;
- модуль интерфейса RS-232 преобразователь уровней UART-интерфейса микропроцессорной системы для реализации стандарта протокола физического уровня RS-232. Необходимость этого модуля обусловлена тем, что современный прибор учета должен допускать внешнее управление от вычислительной машины, может быть включен в систему АСКУЭ и иметь канал для перепрограммирования измерительных параметров при поверке и калибровке;
- три канала трансформаторов тока (ДТ датчик тока) (катушки Роговского) предназначены для первичного преобразования величины протекаемого тока через нагрузку в каждой отдельной фазе в величину, пропорциональную напряжению, регистрируемую каналом СНО интегрального преобразователя МСРЗ909. Применение трансформаторов тока без ферритового сердечника позволяет существенно упростить калибровочные расчеты и избежать учета нелинейных искажений при насыщении ферромагнитного материала (насыщение, гистерезис, резонанс, остаточное намагничивание);



- три трансформатора тока и резистивных делителя (ДН датчик напряжения) предназначены для первичного преобразования величины, питающего нагрузку сетевого напряжения, к величине пропорционального и безопасного напряжения для регистрации каналом СН1 интегрального преобразователя МСР3909;
- фильтры низких частот (ФНЧ) обеспечивают пропускание рабочего частотного спектра регистрируемых сигналов в измерительных каналах тока (СН0) и напряжения (СН1) интегрального преобразователя МСР3909;
- блок семисегментной ЖК-индикации индикаторный модуль для отображения величины измеряемых параметров потребления и режимов работы прибора;
- клавиатурный блок основной орган ручного управления прибора, предназначенный для выбора режимов индикации параметров.

Таким образом, выбрав измерительную схему и метод измерения, сформулировав некоторые общие требования, определив состав компонентов прибора и структурные связи между ними, рассмотрев электронную компонентную базу, можно перейти и к схемотехническому проектированию.

- 1. Волович Г. И. Схемотехника аналоговых и аналого-цифровых электронных устройств. М.: ДМК Пресс, 2015. 528 с.
- 2. Кольцов В.В., Зарипова Р.С. Устройство, выполняющее функцию автоматического выключателя лестничного освещения // Энергетика, электромеханика и энергоэффективные технологии глазами молодежи: Материалы IV российской молодежной научной школыконференции. Томск, 2016. С.147-148.
- 3. Красавина Е.О., Плотникова Л.В. Повышение энергетической эффективности промышленных процессов ректификации // Научному прогрессу творчество молодых, 2016. № 2–4. С. 205–207.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ ПЕРЕЧНЯ ЗАКЛАДНЫХ КОНСТРУКЦИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПРОГРАММНОГО ПРОДУКТА SMARTPLANT INSTRUMENTATION

А.В. Назаров, Н.А. Новиков

Инженер отдела автоматизации ПАО «ОНХП», г. Омск Инженер отдела автоматизации ПАО «ОНХП», г. Омск

Перечень закладных конструкций (здесь и далее используется аббревиатура ПЗК) является выходным документом по дисциплине «автоматизация» (Instrumentation), участвует в формировании технического задания на установку приборов КИП для дисциплины Piping. ПЗК представляет собой таблицу, содержащую позиционное обозначение прибора, наименование измеряемого и регулируемого параметра, тип закладной конструкции и присоединительного устройства, обозначение чертежа, количество точек отбора, а также примечания. На рис. 1, 2 и 3 представлен пример выполнения ПЗК [1].

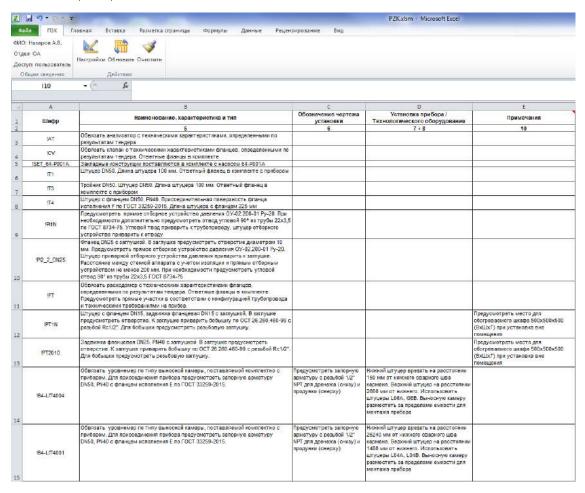


Рис. 1. База тэгов с данными в Microsoft Excel

В настоящее время ПЗК формируется вручную. Параметры, участвующие в формировании закладной конструкции для установки прибора, переносятся из заполненной базы данных SmartPlant Instrumentation и SmartPlant P&ID путем ручного копирования.

Такая методика имеет ряд недостатков:

• значительные трудозатраты на определение закладной конструкции для каждой позиции прибора вручную;



- большая вероятность ошибок и отсутствие автоматической проверки их наличия;
- при изменении параметров в базе данных SmartPlant Instrumentation ПЗК не обновляется автоматически, все изменения вносятся вручную.

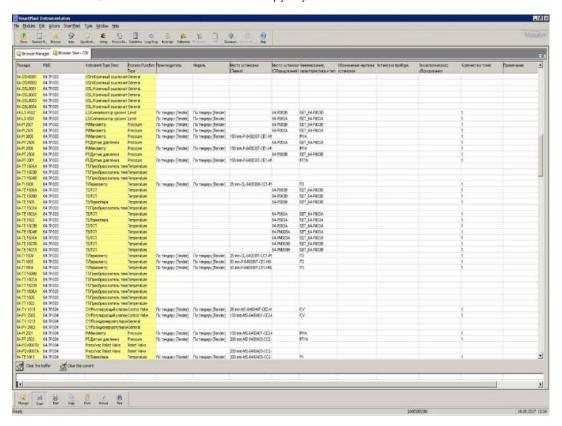


Рис. 2. Пример заполнения в SmartPlant Instrumentation

	Наименование измерлемого и		Место установки и требования к	Закладная конструкция ы присоадинитель но е устройство		Обраничен	ис чертеже	Кая-ва	
Позиция	рагулируеного паронетра среды	Модель	раз мещени ю приборов и устройств	Невиснование, жераюсристине и тип	Обожночение чергена установни	Установка прибора	Технологического оборудшения	1046K	Примечания
1	2	3	4	6	Б	7	8	9	10
64-FT 3009	Равкод	Потендеру Tender	50 mm-P-6400711-CE1- NN	Обвя зать расходомер с те деректеристикоми фланце результагаш тендера. Отви комплекте. Предусмотрет соответствии с конфигурал теднич созлями требования.	в, определенными по этные фланцы в ыпрямые участки в и ей трубопровода и			1	
64-FV3009	Клапан	Потендеру Tender)	40 mm-P-6400711-CEL- NN	Обвязать клапан стехнич с фланцев, определенными Ответные фланцы в компл	по результатам тендера.			1	
64-LS 4505	Урав ень	Потендеру [Tender]	64-F002A	Закладные конструкции в снасосом 64-РОО2А	оставляются вкомплекте			1	
64-L\$ 4506	Уровень	Потендеру [Tender]	64-F002B	Закладные конструкции п снасосом 64-РОО2В	оставляются в комплекте			1	
64-PI 2026	Джлене	Потендеру [Tender]	50 mm P-6400711-CEL- NN	Предуслотреть пря мое от деяления ОУ-02.200-01. Ру- дополнительно предуслого из трубы 22x8,5 по ГОСТ 8. прив арить к труб спроводу устройств а приварить к ст	20. При необходи во сти греть отвод угловой 90? 734-75. Угловой твод г, штуцер отборного			1	
64-Pi 2027	Джини	Потендеру [Tender]	50 mm-P-6400711-CE1- NN	Предуслотреть пря мое ог девления ОУ-02:200-01. Ру дополнительно предусло из трубы 22x8,5 по ГОСТ 8. приварить к труб опроводу устройств в приварить к от	20. При необходи во сти греть отвод угловой 90? ?34-75. Угловой твод г, штуцер отборного			1	
64-PI2S14	Давление	Потендеру [Tender]	64-F002A	Закладные конструкции в снасосом 64-РОССА	оставляются вкриплекте			1	
64-PI2516	Дазление	Потендеру (Tender)	64-F002B	Закладные конструкции по снасосом 64-РОО2В	оставляются вкомплекте			1	

Рис. 3. Пример полученного перечня закладных конструкций в Microsoft Excel

После проведения анализа структуры и принципа составления ПЗК был разработан алгоритм формирования закладной конструкции на основании заполненной базы данных SmartPlant Instrumentation. Данный алгоритм лег в основу создания приложения на базе Visual Basic (рис. 1), которое позволяет избавиться от недостатков методики выполнения ПЗК, представленной выше.

Модуль позволяет автоматически выводить данные из ПП SmartPlant Instrumentation (рис. 2) в MS Excel (рис. 3) и формировать в нем документ ПЗК, что позволяет достигнуть улучшения следующих показателей:

- снижение трудозатрат на выполнение ПЗК;
- исключение человеческого фактора при переносе информации;
- автоматическая корректировка документа при изменении базы данных SmartPlant Instrumentation.

- 1. ГОСТ 21.408-2013 Правила выполнения рабочей документации. Автоматизации технологических процессов.
- 2. Профессиональное программирование на VBA в Excel 2002 [Электронный ресурс]/ http://excelvba.ru/books/4.



РЕКОНСТРУКЦИЯ БЛОКА РАЗДЕЛЕНИЯ УСТАНОВКИ ЗАМЕДЛЕННОГО КОКСОВАНИЯ ОМСКОГО НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА

Р.Н. Нурисламов

Главный специалист отдела организации строительства технологических установок инвестиционной дирекции Афипского нефтеперерабатывающего завода, 000 «НГИ-Менеджмент», г. Краснодар

Ожесточающиеся требования по выбросам предприятий нефтепереработки и охране труда на них приводят к необходимости мероприятий, позволяющих модернизировать уже действующие промышленные установки до параметров мировых передовых технологий.

В данной работе рассмотрена проблема реконструкции блока разделения для установки замедленного коксования на Омском нефтеперерабатывающем заводе (ОНПЗ).

Одним из побочных продуктов установки замедленного коксования (УЗК) является газовый поток, который после отпаривания и отделения тяжелых фракций поступает в колонну разделения жирного газа. Верхним продуктом является газ, поступающий в печи установки. Наличие углеводородов С₅₊ приводит к нарушению технологического режима и, как следствие, к дорогостоящему ремонту оборудования, кроме того, существует проблема токсических выбросов в атмосферу продуктов окисления сероводорода (H₂S) [2].

В среде программы UniSim Design создана базовая модель блока абсорбции газа (рис. 1).

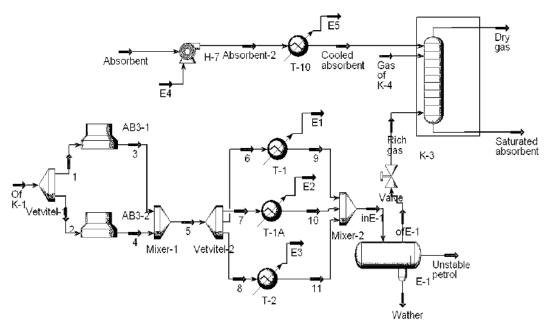


Рис. 1. Компьютерная модель блока абсорбции (базовый вариант)

Пакет программ UniSim Design представляет собой интегрированную систему, позволяющую рассчитывать широкий спектр схем, относящихся к нефте- и газопереработке, нефтехимии и химии. Среди имеющихся операций имеются такие, которые рассчитывают термодинамические параметры, тепловые и массовые балансы [1].

При замене легкого газойля на бензин коксования наблюдается заброс абсорбента в продуктовый поток, кроме того, степень извлечения углеводородов C_{5+} составляет 6,39 % масс., что не соответствует стандарту предприятия (5,00 % масс.). Замена на более тяжелый абсорбент, а именно: на тяжелый газойль – не приводит к забросу, однако, необходимая степень извлечения также не достигается и составляет 7,28 % масс.

Таким образом, наиболее целесообразным абсорбентом является ныне используемый легкий газойль (рис. 2), который все же не позволяет достичь норм по остаточному содержанию УВ С₅₊ (5,38% масс.), при действующем режиме установки [3].

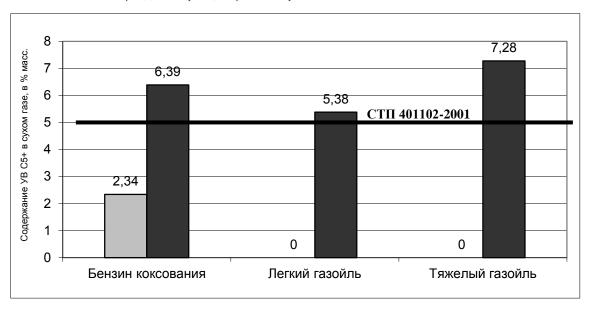


Рис. 2. Диаграмма степени извлечения углеводородов C_{5+} в зависимости от природы абсорбента: \square – заброс абсорбента, \square – содержание УВ C_{5+}

Неполнота удаления углеводородов C_{5+} влияет на работу последующего блока – выделения сероводорода, поскольку углеводороды меняют поверхностное натяжение жидкой фазы в абсорбере.

В настоящее время газ из колонны подается в печи без предварительной очистки. Проектом предусматривается снижение содержания сероводорода за счет очистки газа раствором моноэтаноламина (МЭА).

Составлена компьютерная модель блока абсорбции с МЭА-очисткой (рис. 3).

В компьютерной модели рассчитан состав сухого газа до и после очистки, показано, что введение в блок МЭА-очистки приводит к снижению остаточного содержания H₂S почти в 600 раз.

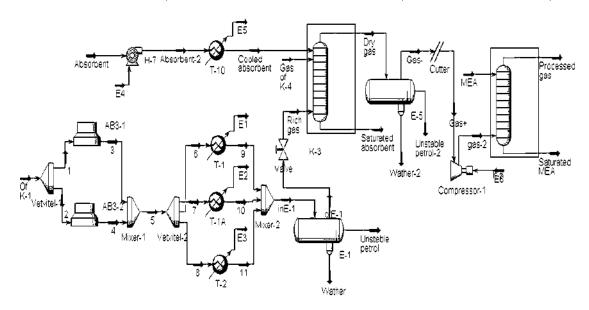


Рис. 3. Компьютерная модель блока абсорбции газа с МЭА-очисткой

Таким образом, привлечение современных пакетов прикладных программ моделирования сложных процессов с участием многокомпонентных углеводородных смесей позволяет в компьютерном эксперименте показать пути реконструкции уже действующих установок, приближая их к уровню самых передовых технологий.

- 1. Компьютерные тренажеры для обучения инженерного и операторского персонала разработки корпорации «Honeywell», 2008.
- 2. Везиров Р.Р., Тихонов А.А., Обухова С.А. и др. Реконструкция УЗК // Рынок продуктов и технологий. 2009. № 10. С. 25–26.
- 3. Глаголева О.Ф. Кокс нефтяной. Способы коксования и их технологические особенности // Мир нефтепродуктов. 2009. №4. С. 28 33.

ПРИМЕНЕНИЕ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫХ САПР ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЦИФРОВЫХ ПРОТОТИПОВ ПРИБОРОВ

И.И. Нуртдинов, Р.С. Зарипова

Кандидат технических наук, доцент кафедры Информатики и информационно-управляющих систем ФГБОУ ВПО «Казанский государственный энергетический университет», г. Казань Студент 4 курса ФГБОУ ВПО «Казанский государственный энергетический университет», г. Казань

Работа посвящена исследованию практических методик совместного комплексного применения сред схемотехнического проектирования, систем проектирования печатных плат и машиностроительных САПР для подготовки элементов цифровых прототипов изделий в области приборостроения. Представлены результаты этапов построения элементов цифрового прототипа простого измерительного прибора на примере промышленного цифрового термометра. Выполнено его схемотехническое проектирование, разработка печатной платы прибора, формирование трехмерной твердотельной модели печатной платы и компонентов прибора и, наконец, проектирование корпуса прибора средствами машиностроительной САПР. Моделирование выполнено с применением инструментов среды MatLab [1]. К основным результатам, полученным в ходе выполнения работы, следует отнести следующие:

- исследованы существующие среды схемотехнического проектирования и РСВ-дизайна;
- проведен сравнительный анализ и изучены наиболее развитые системы автоматизированного проектирования общего назначения с целью выявления возможности их практического применения для разработки цифровых прототипов элементов измерительных приборов (корпусы приборов, элементы шасси, элементы систем охлаждения);
- разработаны элементы методики инженерного применения систем компьютерного моделирования для создания цифровых прототипов изделий в области приборостроении;
- выполнены этапы построения элементов цифрового прототипа простого измерительного прибора на примере промышленного цифрового термометра. В частности, схемотехническое проектирование, разработка печатной платы прибора, формирование трехмерной твердотельной модели печатной платы и компонентов прибора и, наконец, проектирование корпуса прибора средствами машиностроительной САПР [2].

Для отработки методики совместного применения схемотехнических САПР, систем РСВ-дизайна и машиностроительных САПР общего назначения рассмотрим пример сквозного проектирования простого измерительного устройства, например, цифрового промышленного термометра на основе термопары с блоком семисегментной индикации и микропроцессорным управлением.

Первым этапом является схемотехническое проектирование и создание полной схемотехнической модели в выбранной САПР (в данном случае Proteus ISIS). После построения схемотехнической модели и определения типов корпусов и коннекторов в составе устройства, схема может быть без дополнительных усилий транспортирована в среду автоматизированного проектирования печатных плат для ручной, полуавтоматической или автоматической трассировки межсоединений компонентов (Proteus ARES). На этом этапе проектирования элементов цифрового прототипа измерительного прибора должна быть получена твердотельная модель печатной платы и монтажа компонентов схемы, полностью учитывающая геометрию как самой печатной платы, так и геометрию каждого отдельно взятого компонента схемы. Полученная трехмерная модель на следующем этапе проектирования должна быть конвертирована в твердотельную или поверхностную модель (с возможностью последующего преобразования в твердотельную) для дальнейшего машиностроительного проектирования элементов корпуса, шасси и других элементов цифрового прототипа.



Рассмотрим перечисленные этапы на примере разработки элементов цифрового прототипа измерительной системы на примере простого промышленного цифрового термометра, в котором использована термопара.

В системах измерения температуры общего назначения все большее применение находят полупроводниковые термисторы и терморезисторы, имеющие относительно высокую линейность температурной зависимости, не слишком большую инерционность, малую стоимость, воспроизводимость параметров и многие другие преимущества. Несмотря на все это, полупроводниковые первичные преобразователи температуры имеют один существенный недостаток узкий диапазон измеряемых температур, как правило, в пределах от -50°C до + 150°C, что существенно ограничивает их применение в промышленных системах измерения температуры. Поскольку в промышленных применениях необходимо осуществлять измерение в широком диапазоне рабочих температур (до +1000°С), то для измерительных систем целесообразно использовать термопары. Термопары незаменимы при измерении высоких температур (вплоть до 2200°C) в агрессивных средах. Термопары могут обеспечивать высокую точность измерения температуры на уровне ±0,01°С. Они вырабатывают на выходе термоЭДС в диапазоне от микровольт до милливольт, однако требуют стабильного усиления для последующей обработки. Измерение температур с помощью термопар получило широкое распространение из-за надежной конструкции датчика, возможности работать в широком диапазоне температур и дешевизны. Однако использование термопар осложняется тем, что выходное напряжение этих датчиков очень мало, и необходимо организовывать компенсацию холодного спая, корректирующую ошибку, вызванную температурой соединения между проводниками термопары и схемой измерения. В типовых схемах интерфейса с термопарами используется ряд дополнительных компонентов, организуется потенциал смещения и регулирование усиления.

Интегральные микросхемы MAX6674/MAX6675, выпущенные компанией Maxim Integrated Products, представляют собой приборы прямого преобразования сигнала термопары в цифровую форму. Прецизионные приборы преобразуют входной сигнал от термопары К-типа (по отечественной классификации ТХА – спай сплава хромель (90,5% Ni +9,5% Cr) и сплава алюмель (94,5% Ni + 5,5% Al, Si, Mn, Co) в цифровой код, соответствующий температуре спая. 10-разрядные выходные данные, обеспечивающие разрешение 0,125°C, формируемые прибором MAX6674, и 12-разрядные данные, формируемые прибором MAX6675, могут быть считаны в любой момент посредством простого, обеспечивающего только чтение, последовательного интерфейса. Реализация программы позволяет выявить связи между элементами исследуемой сложноструктурированной схемы [3].

Однокристальные приборы МАХ6674/МАХ6675 оснащены встроенными средствами компенсации характеристик холодного спая, масштабирования и усиления, а также средствами аналого-цифрового преобразования. Тактовая частота последовательного интерфейса, обеспечивающего только чтение, может достигать 4,3 МГц. Прибор МАХ6674 предназначен для работы с термопарами типа K, позволяя измерять температуру в диапазоне от 0°C до +128°C и обеспечивая 10-разрядное разрешение (0,125°C/LSB). Прибор МАХ6675 также работает с термопарами типа K, но в диапазоне температур от 0°C до +1024°C и обеспечивает 12-разрядное разрешение (0,25°C/LSB). Оба прибора, размещенные в 8-выводных корпусах SO, работают при напряжении питания от 3,0 до 5,5 В в диапазоне температур окружающей среды от -20°C до 85°C. Схема подключения микросхемы прямого преобразования сигнала термопары МАХ6674/МАХ6675 требует только одного блокировочного конденсатора по цепи питания микросхемы. Для сопряжения с микропроцессорной системой в микросхеме данного типа реализован последовательный двухпроводной интерфейс типа МісгоWire с дополнительной линией «выбора кристалла».

Наличие в этой микросхеме цифрового последовательного интерфейса с микропроцессором существенно упрощает схемотехническое решение применения термопары, и типовая схема включения требует трех блокировочных конденсаторов и токоограничивающих резисторов. Выходные линии этой микросхемы соединены с тремя выводами порта микроконтроллера. Для включения термопары используется коннектор. Внешнее питание к основной части схемы +5В

подводится к схеме через коннектор, через параллельно включенные блокировочные конденсаторы. Конденсатор большой емкости служит для подавления низкочастотных помех, тогда как конденсатор меньшей емкости служит для фильтрации высокочастотных помех. Тактирование микроконтроллера осуществляется внутренним тактовым генератором, для которого частотозадающим элементом служит кварцевый резонатор с собственной частотой 4 МГц.

Для графического построения схемы была использована среда схемотехнического моделирования, имеющая развитые средства построения схем – Proteus ISIS.

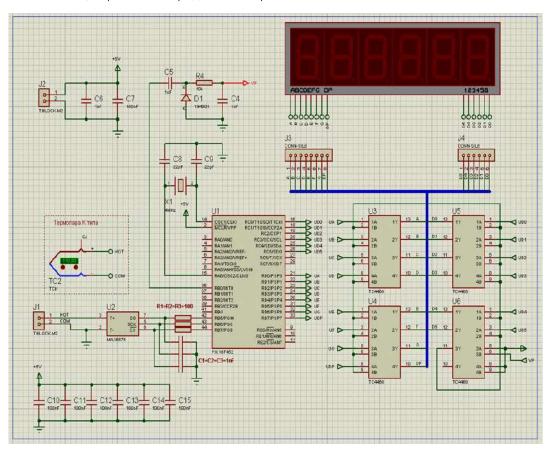


Рис. 1. Внешний вид окна редактора схемы ISIS со схемой цифрового термометра

Таким образом, выполнив захват схемы в схемотехническом редакторе ISIS, можно перейти к этапу формирования печатной платы и ее трехмерной твердотельной модели.

- 1. Залялова Г.Р., Зарипова Р.С. Моделирование цифрового фильтра с применением инструментов среды MatLab // Прикладная математика и информатика: современные исследования в области естественных и технических наук: Материалы III научно-практической всероссийской конференции (школы-семинара) молодых ученых. Тольятти, 2017. С. 190–194.
- 2. Ситников Ю.К., Ситников С.Ю. Применение САПР для проектирования специализированных цифровых устройств при изучении функциональных узлов информационных систем // Ученые записки ИСГЗ, 2015. \mathbb{N}^{2} 1. С. 489–493.
- 3. Плотникова Л.В., Звегинцев А.А., Кашипова Л.А., Ишмуратов Р.А., Нуриев Н.К. Программная реализация системного анализа сложноструктурированной химико-технологической схемы нефтехимического производства // Вестник Казанского технологического университета. 2015. Т. 18, № 8. С. 198–202.



РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПЕРЕРАБОТКИ ПРОПАН-ПРОПИЛЕНОВОЙ ФРАКЦИИ НА НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕМ ЗАВОДЕ

О.Н. Олейникова

Магистрант ФГБОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина», г. Москва

В настоящее время возрастает необходимость увеличения ассортимента, качества и объемов получаемых продуктов нефтеперерабатывающих заводов. На основе анализа литературных источников, было выявлено, что фракции низших углеводородов (С2, С3, С4) установки каталитического крекинга возможно использовать как сырье для получения высокооктановых компонентов бензина, что позволит, добавляя ее в количестве не более 15–20% к товарным бензинам, увеличить выпуск товарных бензинов, поддерживая качество в рамках требований ГОСТ 32513-2013 «Топлива моторные. Бензин неэтилированный. Технические условия». Данными разработками занимаются несколько компаний, в частности, Ахепs, ООО «САПР-нефтехим», предлагающие получение высокооктановых добавок из следующих фракций: этан-этиленовой, пропан-пропиленовой, бутан-бутиленовой.

Проанализировав схему завода АО «РНПК», авторами была предложена блок-схема переработки пропан-пропиленовой фракции (ППФ), которая на текущий момент продается как товарный продукт. Для выбора наиболее подходящей технологии, с точки зрения минимизации затрат, при оптимальном выходе и высоком качестве получаемого компонента необходимо проанализировать качество ППФ. Групповой состав ППФ представлен в таблице 1.

Групповой состав пропан-пропиленовой фракции

Таблица 1.

Группа углеводородов	Значение, % мас.
Сумма метана, этана и этилена	0,62
Пропан	22,57
Пропен	76,50
Сумма бутанов и бутиленов	0,32
Сумма С5	Отсутствует
Массовая доля H ₂ S	Отсутствует
Массовая доля H ₂ S и RSH	Отсутствует

Исходя из представленного состава и расхода, были предложены варианты переработки ППФ (рис. 1).

Технологические параметры процессов представлены в таблице 2.

Таблица 2.

Технологические параметры процессов

Процесс	Получение олигомеров пропилена (САПР-нефтехим, Россия)	Полинафта (Axens, Франция)	Получение триметов и тетрамеров пропилена (UOP, США)	Полимеризация пропилена (Tecnimont, Италия)
Парамотры	T=350-420°C	T=150-200°C	T=140-200°C	T=15-20°C
Параметры	р=1,5-2,3 МПа	р=7,0 МПа	р=5,0 МПа	р=2,9-3,3 МПа

Из технологических процессов, представленных в таблице 2, был выбран процесс «Полинафта», который имеет следующие достоинства по сравнению с другими вариантами переработки ППФ.

- 1. По сравнению с процессом ООО «САПР-Нефтехим»:
- гибкость процесса, при необходимости возможно получение жидких продуктов не только по фракционному составу, отвечающих бензиновой фракции, но и керосиновой фракции;
- возможность использовать ППФ без добавления в нее бутан-бутиленовой фракции, что резко понижает стоимость процесса и упрощает схемы регулирования подачи сырья, его качества, и, в конечном счете, качества полученных продуктов.

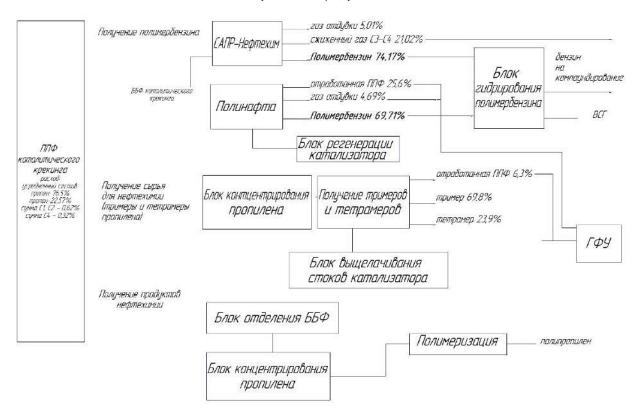


Рис. 1. Блок-схема вариантов переработки ППФ

- 2. По сравнению с процессом получения тримеров и тетрамеров пропилена на фосфорно-кислотном катализаторе:
- наличие кислых стоков от катализатора в процессе получения полимербензина на фосфорно-кислотном катализаторе, в то время как в процессе «Полинафта» используется алюмосиликатный катализатор;
- высокий срок службы катализатора до 6 лет. В том время как фосфорная кислота быстро вымывается с поверхности твердого носителя и происходит ее унос вместе с жидкими продуктами реакции, что вызывает ряд проблем с качеством продуктов;
- громоздкость процесса на фосфорно-кислотном катализаторе, большое количество оборудования. Возникает необходимость дополнительного строительства блоков для подготовки сырья и утилизации катализатора.
 - 3. По сравнению с полимеризацией с получением твердых полимеров:
 - в процессе получения твердых полимеров желателен большой расход сырья;
- громоздкость схемы переработки с целью получения твердых продуктов, наличие блоков подготовки сырья, а также дальнейшая подготовка продуктов для придания товарного вида продукту и легкости транспортировки.

Процесс «Полинафта» – это процесс олигомеризации пропан-пропиленовой фракции на алюмосиликатном катализаторе. На рис. 2 представлена принципиальная технологическая схема процесса.

Таблица 3.

В данном процессе используется изотермический реактор, в котором катализатор располагается слоями, между слоями для съема тепла экзотермической реакции подается охлажденная ППФ. Блок разделения представлен двумя колоннами. В первой из газопродуктовой смеси отделяется отработанная ППФ, во второй колонне стабилизируется широкая фракция жидких углеводородов.

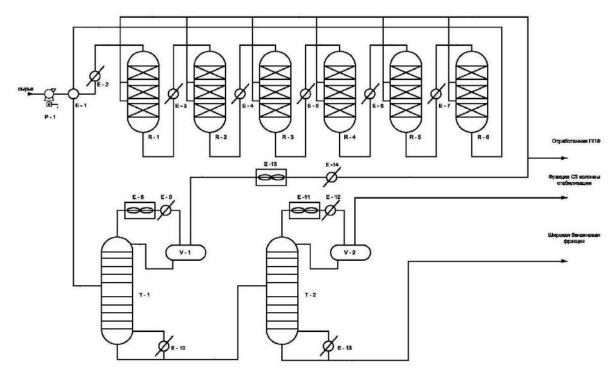


Рис. 2. Принципиальная технологическая схема процесса «Полинафта» P-1– сырьевой насос, E-1...E-14 – теплообменные аппараты, R-1...R-6 – реакторы полимеризации, T-1 – депропанизатор, T-2 – колонна стабилизации, V-1, V-2 – рефлюксные емкости.

В процессе «Полинафта» получается олефиносодержащий продукт, выкипающий при температуре больше 80°С, при этом большая часть выкипает в интервале температур кипения бензиновой фракции и имеет высокие октановые числа. Характеристики получаемого олефиносодержащего продукта представлены в таблице.

Характеристики олефиносодержащего продукта

Наименование Значение Исследовательское октановое число (ИОЧ) 96,0 82,5 Моторное октановое число (МОЧ) Плотность, $\kappa r/M^3$ 762,0 Температура начала кипения,°С 80 10% 140 50% 150 70% 185 90% 210 95% 225 Температура конца кипения, °С 265 Содержание олефинов, % мас. >90 Содержание ароматических соединений, % мас. < 1

В качестве дальнейших технологических расчетов авторами планируется смоделировать блок разделения продуктов полимеризации, используя расчетную программу Aspen Plus, и подобрать наиболее оптимальный режим работы депропанизатора и колонны стабилизации.

- 1. Беренц А.Д. и др. Новый справочник химика и технолога. Сырье и продукты промышленности органических и неорганических веществ. Ч 1. С-Пб; АНО НПО «Семья и мир», АНО НПО «Профессионал», 2002 г. 988 с.
- 2. Жоров Ю.М. Термодинамика химических процессов. Нефтехимический синтез, переработка нефти, угля и природного газа. М. Химия, 1985. 464 с., ил.
- 3. Козин В.Г., Солодова Н.Л., Башкирцева Н.Ю., Абдуллин А.И. Современные технологии производства компонентов моторных топлив. Казань, 2008. 328 с.



ОПТИМИЗАЦИЯ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ НА УСТАНОВКЕ ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ

К.М. Поляков, В.Н. Носенко

Техник 1 категории отдела технологии производства и передовых методик ПАО «ОНХП», г. Омск Кандидат технических наук, доцент кафедры химической технологии ФГБОУ ВО «Омский государственный университет им. Ф.М. Достоевского», г. Омск

Эффективность работы установок первичной переработки нефти (установок ABT) является одним из ключевых факторов в целях повышения прибыльности нефтеперерабатывающего предприятия. Это обусловлено тем, что из-за энергоемкости самого процесса ректификации и большой производительности по сырью, установки ABT являются самыми крупными энергопотребителями на НПЗ. Поэтому снижение энергопотребления для установок ABT является актуальной задачей.

Наиболее распространенным вариантом АВТ является схема, согласно которой из нефти сначала выделяют большую часть бензиновой фракции в отбензинивающей колонне с последующей стабилизацией бензина, а затем отбензиненную нефть разделяют на целевые фракции в основной атмосферной и вакуумной колоннах [1].

Среди технологических решений, позволяющих решить задачу энергосбережения на АВТ, можно выделить схему работы колонны отбензинивания К-1 с подачей холодного питания (вариант 1) и схему работы колонны стабилизации К-4 с подачей двух питаний (вариант 2) [2].

Анализ работы установки ABT в прикладной программе Aspen HYSIS

Вариант 1. По типовой схеме работы установки АВТ нефть после электрообессоливающей установки (ЭЛОУ) подается в колонну отбензинивания К-1 одним потоком с температурой 240°С.

Предлагается часть обессоленной нефти (20 % масс.) после ЭЛОУ с температурой 100°С направить в качестве холодного питания в секцию колонны К-1, расположенную между вводом основного горячего питания и острого орошения (рис.1).

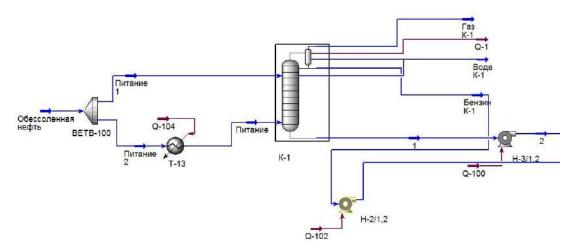


Рис. 1. Схема работы колонны отбензинивания К-1 с подачей холодного питания

Поскольку по предлагаемой схеме часть сырья подается при более низкой температуре, а поток основного питания нагревается до более высокой температуры (за счет его меньшего расхода при постоянном количестве передаваемого тепла в блоке подогрева нефти), это позволяет снизить тепловую нагрузку:

- на конденсаторы-холодильники паров верха К-1 на 41 %;
- на печь нагрева сырья атмосферной колонны К-2 из-за более высокой температуры низа К-1 на 6 %.

Вариант 2. По типовой схеме работы установки АВТ бензиновая фракция (питание) подается в колонну стабилизации К-4 одним потоком.

Предлагается подавать в колонну два потока питания, которые вводятся в разные сечения колонны. Легкая часть питания (бензин колонны K-1) подается в верхнюю секцию колонны, а тяжелая часть (бензин колонны K-2) подается в нижнюю секцию колонны (рис.2).

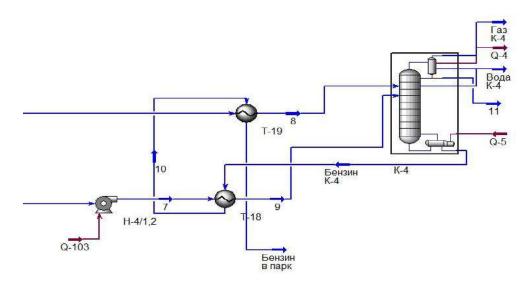


Рис. 2. Схема работы колонны стабилизации К-4 с подачей двух питаний

Преимущество предлагаемой схемы работы колонны стабилизации K-4 состоит в снижении тепловых нагрузок на конденсатор-холодильник паров верха колонны – на 20 % и на рибойлер – на 3 %.

Выводы

Анализ работы установки ABT в прикладной программе Aspen HYSIS показал, что:

- подача холодного питания в колонну отбензинивания K-1 в количестве 20 % масс. позволит снизить нагрузку на печь нагрева сырья атмосферной колонны K-2 на 6 %, на конденсаторы-холодильники паров верха K-1 на 41 %;
- подача питания в колонну стабилизации бензина K-4 двумя потоками позволит снизить нагрузку на рибойлер колонны K-4 на 3 %, на конденсатор-холодильник паров верха K-4 на 20 %.

- 1. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа. М.: Химия, 2001. 568 с.
- 2. Ямпольская М.Х., Малашкевич Л.Н., Киевский В.Я., Петлюк Ф.Б. Способы повышения эффективности работы установок первичной переработки нефти // Нефтепереработка и нефтехимия. 2003. № 6. С. 11–12.



РЕКОНСТРУКЦИЯ БЛОКА ОЧИСТКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОНДЕНСАТА (БОТК) УСТАНОВКИ ПРОИЗВОДСТВА СЕРЫ

А.Н. Смирнова, О.А. Реутова

Магистр 2 года обучения факультета «Элитного образования и магистратуры» ФГБОУ ВО «Омский государственный технический университет», инженер сектора КТО 000 «Омскпроект», г. Омск Старший преподаватель ФГБОУ ВО «Омский государственный университет им. Ф.М. Достоевского», консультант по кафедре ПХТС на базе ПАО «ОНХП», г. Омск

Целью данной работы является снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу с блока очистки технологического конденсата секции 200 комплекса KT-1/1.

Комбинированная установка КТ-1/1 предназначена для глубокой переработки мазута по топливному варианту. Год ввода в эксплуатацию – 1994г.

В процессе работы комплекса образуется технологический конденсат, который имеет превышение по содержанию сульфидов и сливается в канализацию.

В 2000 году НИИ ВОДГЕО было проведено обследование существующего состояния очистных сооружений и разработан «Технологический регламент» по совершенствованию очистных сооружений ОАО «Сибнефть-ОНПЗ» с достижением качества очищенных сточных вод для сброса на очистные сооружения города. По «Технологическому регламенту», кроме модернизации непосредственно очистных сооружений, необходимо обезвреживать азотосодержащие и сульфидсодержащие потоки на локальных водоочистных блоках. Одним из основных источников образования данных локальных потоков является комплекс КТ-1/1.

Проблема полной очистки производственных стоков от растворенных в воде токсичных веществ является одной из наиболее важных и одновременно трудно решаемых. Несмотря на огромное число отечественных и зарубежных разработок, данную проблему нельзя считать решенной.

Наиболее загрязненные воды образуются в результате использования водяного пара в реакторе для отпарки катализатора. Водяной пар из реактора поступает в ректификационную колонну, а затем вместе с бензиновыми парами и газом после конденсаторов направляется в газосепаратор, из которого технологический конденсат сбрасывается в канализацию. Технологические конденсаты в основном загрязнены нефтепродуктами, сульфидами аммония, фенолом и другими растворенными в воде органическими веществами.

Химический состав стоков приведен в таблице 1.

Таблица 1.

Химический состав стоков

Наименование	Содержание, мг/л			
нефтепродукты	700-1000			
механические примеси	200-700			
фенолы	150-320			
сульфидная сера	3000-10000			
аммонийный азот	4000-10000			
рН	8,5-10,5			

В качестве локальной очистки могут быть рассмотрены следующие способы:

- десорбция углеводородным газом;
- окисление кислородом воздуха;
- ректификация.

МЕТОД УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО ГАЗА С ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

О.М. Троян, О.А Реутова, М.И. Бабидорич

Главный специалист механико-конструкторского отдела ПАО «ОНХП», г. Омск Старший преподаватель ФГБОУ ВО «Омский государственный университет им. Ф.М. Достоевского», консультант по кафедре ПХТС на базе ПАО «ОНХП», г. Омск Техник комплексного производственного отдела ПАО «ОНХП», г. Омск

Утилизация попутных газов является серьёзной проблемой, связанной с нанесением ущерба окружающей среде. Особенно это касается удалённых месторождений, например, на шельфе в Арктике.

Проблема решается, главным образом, сжиганием попутного газа на факельных установ-ках. В мировой практике известны и другие способы [1], а именно:

- утилизация на месте добычи без переработки закачка в пласт, закачка в подземные хранилища газа;
- транспортировка газа или газожидкостной смеси мультифазным транспортом к месту переработки;
 - закачка в газотранспортную сеть;
 - использование в качестве топливного газа.

При шельфовой добыче нефти проблема состоит не в том, как использовать попутный газ, а в том, как его доставить к месту утилизации, если это невозможно сделать на месте с учётом того, что дебит скважины по попутному газу не является предсказуемой величиной.

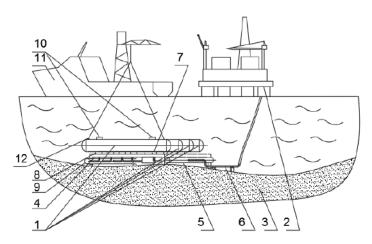


Рис. 1. Основные элементы технологической схемы

1 – транспортные ёмкости для попутного газа, 2 – морская платформа, 4 – станина подводного парка емкостей 1, 5 – коллектор для приёма попутного газа,6 – технологический трубопровод подачи попутного газа в ёмкости 1, 7 – герметичный стыковочный узел приёма/раздачи газа из коллектора/в коллектор 5, 8 – герметичный стыковочный узел для соединения коллектора 9 линии подачи воды в полость ёмкости 1 до полного её заполнения, 10 – стыковочный узел для подсоединения ледостойкой ёмкости 1 к судну-челноку 11, осуществляющему транспортировку ледостойкой ёмкости 1 потребителю газа, 12 – элементы, обеспечивающие перемещение ёмкости 1 из рабочего положения от станины к узлу её стыковки с судном-челноком 11.

В ПАО «ОНХП» предложен способ утилизации попутного газа при добыче нефти на шельфе и в море путём его транспортировки в виде газового гидрата к месту дальнейшего использования.



Основные элементы технологической схемы, реализующей данный способ, показаны на рисунке.

Способ реализуется следующим образом.

Подводные транспортные ёмкости 1, выполненные в виде размещённых в подводной части морской платформы 2 или на морском дне 3 ледостойких несамоходных контейнеров, жёстко пришвартованы к станине 4. Ёмкости 1 на фазе приёма попутного газа частично заполнены водой. Попутный газ подаётся по линии 6 сброса через коллектор 5 в незаполненную часть полости ёмкости 1 до объёма 160 объёмов газа к одному объёму полости ёмкости 1. В этой части полости газ хорошо сжимается, а при отсутствии воды в зоне входа газа в полость не происходит образование газовых гидратов, перекрывающих поток попутного газа в ёмкость 1. По достижении указанной выше пропорции объёмов, в полость ёмкости через коллектор 9 нагнетается вода, заполняющая свободный объём полости с последовательным доведением давления в ёмкости 1 до значения, при котором при данной температуре формируются газовые гидраты. Способ преимущественно предназначен для применения в высоких широтах, поскольку размещение ёмкости 1 под водой с температурой около плюс 40С существенно снижает давление (до 2 МПа), при котором формируются газовые гидраты, поэтому ёмкости 1 для их транспортировки будут иметь существенно более тонкую стенку, чем танки для перевозки сжиженных газов. При этом отсутствует сложная инфраструктура, обеспечивающая сжижение газа и обратный процесс при разгрузке. После завершения цикла заполнения ёмкости 1 попутным газом, она забирается судном-челноком 11: сначала происходит захват ёмкости посредством устройств 12, подъём её к судну-челноку 11, и пристыковка к судну-челноку 11 посредством стыковочных узлов 10. Далее ёмкость транспортируется потребителю газа для дальнейшей переработки. Для разгрузки газа из ёмкости 1 она ставится на станину 4 в прибрежной зоне разгрузки, осуществляется сброс давления в ней, часть воды, образующейся в процессе распада гидратов, удаляется из ёмкости 1. Выделяющийся в свободную часть полости ёмкости газ отбирается в коллектор и передаётся на берег потребителю.

Основные преимущества способа заключаются в следующем:

- парк емкостей 1 легко наращивается до объёмов, определяемых дебитом скважины по попутному газу, при минимальных затратах на установку новых станин и коллекторов;
- судно-челнок имеет минимальный набор специализированных средств для осуществления технологического процесса, поэтому затраты на его проектирование, изготовление и эксплуатацию минимальны, судно может обслужить несколько месторождений нефти;
- ёмкости 1 имеют минимальный набор устройств, поэтому затраты на их проектирование, изготовление и эксплуатацию минимальны;
- функция охлаждения газа до температуры формирования гидратов при данном давлении осуществляется морской водой;
- минимизирован риск образования взрывоопасных смесей при транспортировке газа данным способом, поскольку он связан, разгерметизация стенки ёмкости не является критическим инцидентом;
- способ с минимальными затратами может быть реализован как для действующих, так и спроектированных платформ;
 - отсутствие сложной инфраструктуры на платформе и на берегу.

Список литературы:

1. Гулямский М.А., Котенко А.А., Крашенинников Е.Г., Потехин С.В. Методы утилизации нефтяного попутного газа: технологические и экономические аспекты, новые решения на основе мембранных технологий. – СФЕРА. НЕФТЬ И ГАЗ. – 4/2013(37). – С. 100–107.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ВИРТУАЛЬНЫХ АНАЛИЗАТОРОВ КАЧЕСТВА

Р.А. Хакимов, Я.Д. Кондрашина

Инженер 1 категории управления развития АСУТП Центра высокотехнологичных решений 000 «Автоматика-Сервис», г. Омск Студентка 4 курса ФГБОУ ВО «Омский государственный университет им. Ф.М. Достоевского», г. Омск

В условиях нестабильной ситуации в мировой экономике энергетических ресурсов, снижения спроса и стоимости продукции, ведущие компании нефтегазовой отрасли ищут способы снижения издержек и получения максимальной прибыли. Одной из главных проблем нефтеперерабатывающей промышленности является низкая оперативность данных о качестве продуктов, так как основным источником данных являются лабораторные анализы, которые производятся несколько раз в день. Лабораторные анализы достаточно редки и не могут быть использованы для решения задач управления в реальном времени, в отличие от виртуальных анализаторов качества (ВА). Принцип действия ВА основан на непрерывном определении показателя качества по математической модели, описывающей его взаимосвязь с текущими значениями измеряемых технологических переменных. ВА позволяют оценивать не измеряемые непосредственно, но необходимые показатели качества продукта по таким измеряемым параметрам технологического процесса как температура, давление, расход, непрерывно контролируемым современными системами управления [1].

Основные методы синтеза виртуальных анализаторов представляют собой широкий спектр традиционных алгоритмов анализа данных и теории управления, однако в последнее время применяются и авангардные технологии. Развитие ВА связано с тенденцией искусственного интеллекта (прецедентный анализ) и ведет к созданию новых высокоточных технологий построения ВА. Особое место занимает парадигма интеллектуального анализа данных (Datamining), который представляет собой процесс поддержки принятия решений, основанный на поиске в этих данных скрытых закономерностей. Накопленные сведения автоматизированным способом обобщаются до информации и становятся знанием [2].

Перспективным направлением развития виртуальных анализаторов является применение интеллектуальных технологий, например, нейронных сетей. Использование нейронных сетей позволяет реализовать рекурсивную технологию, которая в статистике называется стохастической аппроксимацией. В общем случае нейронная сеть представляет собой машину, моделирующую способ обработки мозгом конкретной задачи. Для того, чтобы нейронная сеть выполняла необходимую нам задачу, ее необходимо обучить. Процедура обучения называется алгоритмом обучения, она выстраивает в определенной ряд синаптические веса нейронной сети для обеспечения необходимой структуры взаимосвязи нейронов. Изменение синаптических весов представляет собой традиционный метод настройки нейронных сетей [3].

Рассмотрим принцип построения ВА с использованием различных методов обработки данных на примере показателя качества «Температура конца кипения» для алкилбензина, продукта установки сернокислотного алкилирования. Данный параметр качества строго регламентирован и не должен превышать 205°С. Поскольку для построения виртуального анализатора используются лабораторные данные, то для оценки его точности примем требования на точность лабораторного анализа согласно нормативной документации (воспроизводимость данного анализа составляет 3,5°С) [4]. Также для оценки точности ВА используем следующие статистические оценки:

• СКО (среднеквадратичное отклонение) ошибки модели и лаборатории – должно быть меньше лабораторной прецизионности на анализ: чем меньше значение, тем модель больше соответствует исследуемому объекту;



- коэффициент корреляции: чем ближе к единице значение коэффициента, тем больше модель соответствует исследуемому объекту;
- коэффициент детерминации: чем ближе к единице значение коэффициента, тем больше модель соответствует исследуемому объекту;
- приведенная ошибка модели отношение среднее ошибки модели к медиане моделируемого параметра в процентах: чем ближе к нулю значение, тем больше модель соответствует исследуемому объекту;
- средняя ошибка модели: чем ближе к нулю значение коэффициента, тем больше модель соответствует исследуемому объекту;
- критерий Акаике: чем меньше значение коэффициента, тем больше модель соответствует исследуемому объекту;
- критерий Баеса-Шварца: чем меньше значение коэффициента, тем больше модель соответствует исследуемому объекту.

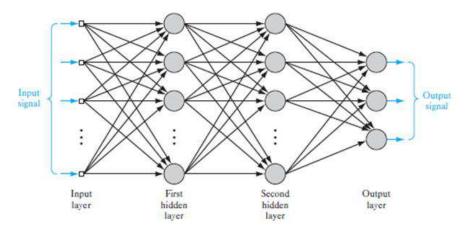


Рис. 1. Многослойный персептрон

В качестве математического аппарата для создания виртуальных анализаторов использовалась нейронная сеть, типа многослойный персептрон (рисунок 1) с различными алгоритмами обучения и различным количеством нейронов в скрытом слое:

- метод Левенберга-Маркара;
- функция тренировки на основе обратного распространения ошибки с использованием Байесовской регуляризации;
 - функция тренировки сети, использующая BFGS квази-Ньютононовский метод;
 - алгоритм упругого обратного распространения;
 - метод шкалированных связанных градиентов;
 - тренировка по методу связанных градиентов с повторениями Пауэлла-Била;
 - тренировка по методу связанных градиентов Полака-Рибира;
 - одноступенчатый метод секущих.

На предварительном этапе происходил отбор входных переменных в соответствии с технологическим регламентом и возможным влиянием вследствие физико-химической природы процесса. Далее с применением методов робастной регрессии определялись входы нейронной сети. В данном случае данные не подвергались обработке. На основании набора входных данных осуществлялось обучение нейронной сети.

В результате разработки нейронных сетей в ПО «Matlab» были получены различные модели. Для устранения возможности переобучения данные были разбиты на обучающей и экзаменационный (итоговый) сегмент в отношение 1:1. Опираясь на статистические оценки, представленные выше, оптимальной моделью является нейронная сеть с 7-ю нейронными в скрытым слое и алгоритмом обучения «Метод шкалированных связанных градиентов» (рис. 2).

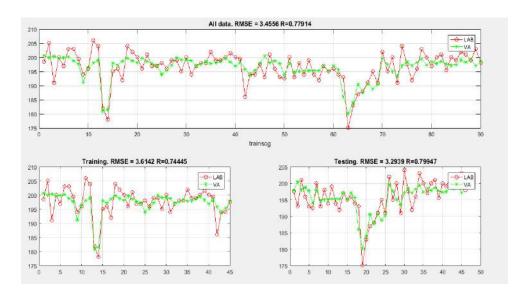


Рис. 2. Модель виртуального анализатора качества с 7-ю нейронами в скрытом слое и алгоритмом обучения «Метод шкалированных связанных градиентов»

На рис. З представлен результат разработки модели с применением метода шаговой регрессии и очисткой от кросс-корреляций для определения входов.

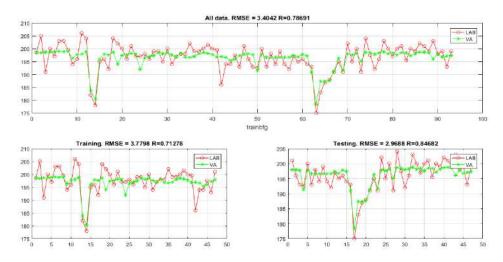


Рис. 3. Модель виртуального анализатора качества с 5-ю нейронами в скрытом слое и алгоритмом обучения «Функция тренировки сети, использующая BFGS квази-Ньютононовский метод»

Опираясь на статистические оценки, представленные выше, оптимальной моделью является нейронная сеть с 5-мя нейронами в скрытым слое и алгоритмом обучения «Функция тренировки сети, использующая BFGS квази-Ньютононовский метод».

На рис. 4 представлен результат разработки модели с обработкой исходных данных при помощи методов шкалирования и центрирования, очисткой от кросс-корреляций и выбора влияющих параметров при помощи метода шаговой регрессии. На вход модели подавались данные в естественном виде.

Опираясь на статистические оценки, представленные выше, оптимальной моделью является нейронная сеть с 3-мя нейронами в скрытом слое и алгоритмом обучения «Метод Левенберга-Маркара».

На рисунке 5 представлена модель, использующая метод обработки данных из предыдущей модели, однако теперь на вход подаются обработанные данные с применением метода



главных компонент. Поэтому, перед расчетом модели ВА, данные необходимо обработать, а также выход модели трансформировать в нужную форму с применением метода главных компонент.

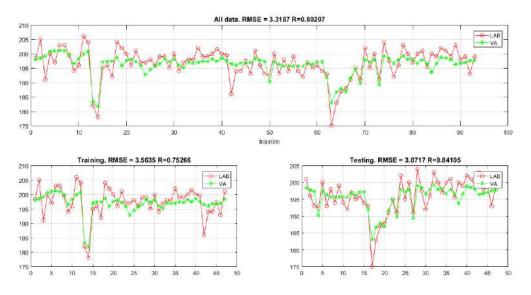


Рис. 4. Модель виртуального анализатора качества с 3-ю нейронами в скрытом слое и алгоритмом обучения «Метод Левенберга-Маркара»

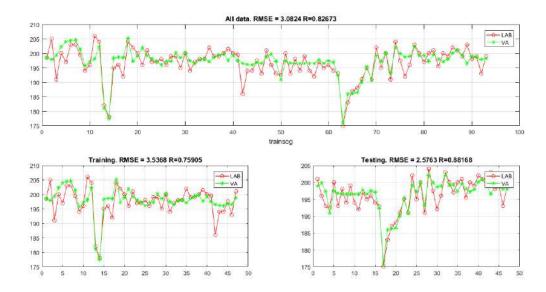


Рис. 5. Модель виртуального анализатора качества с 5-ю нейронами в скрытом слое и алгоритмом обучения «Метод шкалированных связанных градиентов»

Опираясь на статистические оценки, представленные выше, оптимальной моделью является нейронная сеть с 5-мя нейронами в скрытом слое и алгоритмом обучения «Метод шкалированных связанных градиентов».

Итоговые статистические оценки моделей представлены в таблице 1.

Опираясь на представленные данные можно сделать вывод, что точность модели №4 выше, чем у остальных. С улучшением метода обработки исходных данных увеличивается точность расчета моделей. Однако это усложняет процесс расчета и увеличивает его время, данные параметры являются важными при управлении технологическим процессом. При внедрении мо-

делей ВА как составной части системы усовершенствованного управления, которая решают задачу оптимизации в темпе технологического процесса, рекомендуется использовать модель с методом №3, так как он не требует дополнительных операций. Если виртуальные анализаторы используются в целях информационных систем, то наиболее точный расчет дает метод №4.

Таблица 1.

Статистические оценки разработанных моделей ВА

Nº	Метод выбора входов модели	СКО	Коэф. Кор.	Коэф. Детер- минации	Приве- денная ошибка	Средняя ошибка	Акаике	Баес- Шварц
1	Робастная регрессия	3,45	0,77	0,6	0,36	0,18	241,0	256,2
2	Шаговая регрессия	3,40	0,79	0,61	-0,20	-0,10	239,1	254,3
3	Шаговая регрессия с обра- боткой данных	3,32	0,8	0,62	-0,37	-0,19	235,3	250,4
4	Шаговая регрессия с обработкой данных и обучения с применением метода главных компонент	3,08	0,83	0,67	0,56	0,28	223,4	238,6

Использование точных виртуальных анализаторов повысит оперативность данных о качестве продуктов, что позволит решать задачи управления и оптимизации в темпе технологического процесса и получать дополнительный экономический эффект.

- 1. Диго Г.Б., Диго Н.Б., Можаровский И.С., Торгашов А.Ю.,. Исследование моделей виртуальных анализаторов массообменного технологического процесса ректификации // Моделирование систем. 2011. № 4 (30).
- 2. Бахтадзе Н. Н. Виртуальные анализаторы (идентификационный подход) // Автоматизация и телемеханика. 2004. № 11. С. 3–23.
 - 3. Simon O. Haykin. Neural Networks and Learning Machines (3rd Edition). P. 89–120.
- 4. Ибатуллин А.А., Огудов А.А., Хакимов Р.А.. Применение непрерывного анализа качества при создании системы усовершенствованного управления технологическим процессом установки сернокислотного алкилирования // Омский научный вестник. 2017. № 1 (151), сер. «Приборы, машины и технологии».



ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЕРЕКАЧКИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ПО ДЕЙСТВУЮЩЕМУ ТРУБОПРОВОДУ

А.М. Хлопотенко

Техник 1 категории комплексного производственного отдела ПАО «ОНХП», г. Омск

Истощение залежей нефти малой и средней вязкости приводит к необходимости повышения объемов добычи высоковязкой нефти. Транспорт такой нефти является сложной задачей. Строительство самостоятельных трубопроводов для транспорта высоковязкой нефти экономически нецелесообразно. В связи с этим исследование возможности перекачки высоковязкой нефти по действующему трубопроводу является актуальным.

Транспортировка высоковязкой нефти в чистом виде, как правило, невозможна из-за высокой вязкости нефти в рабочем диапазоне температур перекачки.

Анализ существующих способов перекачки высоковязкой нефти показывает, что одним из перспективных способов перекачки является перекачка с углеводородным разбавителем [1].

Наличие значительного количества залежей газоконденсата в Ямало-Ненецком АО обуславливает перспективность его применения в качестве разбавителя.

Для сохранения местоположения НПС с существующим оборудованием при перекачке смеси высоковязкой нефти с газоконденсатом по действующему трубопроводу необходимо выполнение следующих условий:

- гидравлический уклон при перекачке смеси должен быть равен гидравлическому уклону действующего трубопровода;
- напор головной и промежуточных станций должен быть не меньше напора станций действующего трубопровода.

Для определения гидравлического уклона трубопровода и напора станции при различных концентрациях разбавителя и температуры смеси разработан алгоритм расчета гидравлического уклона и на его основе проведено численное исследование процесса перекачки смеси нефти Русского месторождения и Уренгойского газоконденсата центробежными насосами марки НМ 2500-230.

Исходными данными для расчета являются внутренний диаметр действующего трубопровода, характеристики центробежных насосов станций действующего трубопровода, характеристики нефти и разбавителя, производительность трубопровода, концентрация разбавителя, температура смеси.

При этом решались следующие задачи:

- определение концентрации разбавителя, обеспечивающей вязкость смеси менее 300 сСт;
- определение диапазона вязкостей смеси, в котором необходим пересчет характеристик центробежного насоса;
- определение концентрации разбавителя, при которой обеспечивается требуемый гидравлический уклон;
- определение напора и объемного расхода смеси при оптимальной концентрации разбавителя;
 - расчет совмещенной характеристики трубопровода и станции.

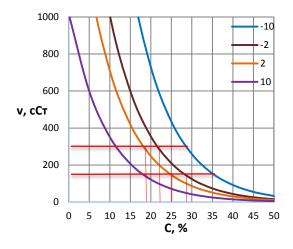
В результате исследования установлено следующее.

Перекачка нефти без разбавителя невозможна даже при достаточно высокой температуре 10° C, т.к. вязкость нефти более 300 сСт (рис. 1). Вязкость смеси менее 300 сСт при самой низкой температуре -10° C достигается, если концентрация разбавителя более 28%, а при среднемесячных температурах грунта в марте – апреле $(-2 \div 2)^{\circ}$ C, если концентрация составляет $18 \div 22\%$.

Однако при температуре смеси (-2÷2) °C концентрации разбавителя меньше 25÷28% и вязкости смеси больше предельного значения требуется пересчет характеристик центробеж-

ного насоса. Предельное значение вязкости для насоса НМ 2500-230 равно 150 сСт и зависит только от характеристики насоса: коэффициента быстроходности, диаметра рабочего колеса и частоты вращения.

Для такой же расстановки насосных станций, как и на действующем трубопроводе диаметром 820 мм (рис. 2), необходимо обеспечить требуемый гидравлический уклон i_{mp} , равный 0,0035.



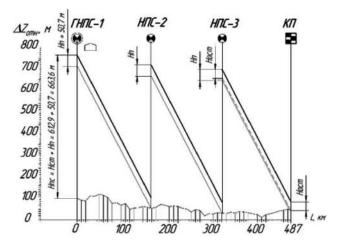


Рис. 1. Зависимость вязкости смеси от концентрации разбавителя

Рис. 2. Сжатый профиль трассы действующего трубопровода

Величина гидравлического уклона при перекачке высоковязкой нефти с разбавителем зависит от концентрации разбавителя ${\bf C}$, объемного расхода смеси в трубопроводе ${\bf \textit{Q}}_{\text{cm}}$ и температуры смеси ${\bf \textit{t}}.$

Наибольшее влияние на величину гидравлического уклона оказывает концентрация разбавителя, которая влияет не только на вязкость смеси, но и на ее объемный расход (рис. 3). При этом гидравлический уклон уменьшается с уменьшением вязкости и увеличивается с увеличением объемного расхода смеси. Однако с увеличением концентрации разбавителя от 0 до 50% вязкость изменяется в десятки раз (рис. 1), а объемный расход смеси только в несколько раз, поэтому большее влияние на гидравлический уклон оказывает вязкость.

Анализ результатов расчета показывает, что требуемый гидравлический уклон обеспечивается при любой концентрации разбавителя во всем рассматриваемом диапазоне температур $(-10\div10)$ °C, однако наибольший интерес представляет зависимость гидравлического уклона от объемного расхода смеси и концентрации разбавителя при температурах смеси $(-2\div2)$ °C при подаче насоса $(2000\div3000)$ м3/час, соответствующей максимальному КПД насоса НМ 2500-230 (рис. 3).

Из графиков следует, что требуемый гидравлический уклон обеспечивается при концентрации разбавителя $(20\div45)$ % для температуры смеси -2° С и при концентрации $(15\div43)$ % для температуры 2° С.

Следовательно, требуемый гидравлический уклон и работа центробежных насосов с максимальным КПД обеспечивается в широком диапазоне изменения величины концентрации разбавителя. Определение оптимальных значений концентрации разбавителя при различных температурах можно выполнить, решая одну из двух задач: минимизация потребляемой на перекачку мощности или достижение максимального расхода по нефти. Обе оптимизационные задачи в явном виде относительно концентрации разбавителя не решаются.

Определение затрат на содержание и эксплуатацию насосных станций при перекачке высоковязкой нефти с разбавителем является отдельной исследовательской задачей.

Вторую задачу можно решить на основе анализа результатов расчета гидравлического уклона в зависимости от концентрации разбавителя.

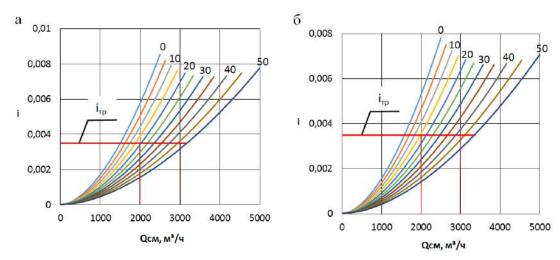


Рис. 3. Зависимость величины гидравлического уклона от объемного расхода смеси и концентрации разбавителя: а – для температуры -2°C; б – для температуры 2°C

Анализ результатов расчета при изменении концентрации разбавителя (20÷50) % в диапазоне температур смеси (-2÷2) °С позволяет сделать следующие выводы (Рисунок 4):

- при одинаковом объемном расходе нефти $Q_H = 1500$ м³/час, соответствующем $Q_{CM} = 2000 \div 3000$ м³/час, гидравлический уклон изменяется всего на 7%;
- минимальный требуемый гидравлический уклон и потери напора достигаются при концентрации С = 35%;
- минимальному требуемому гидравлическому уклону соответствует максимальный расход по нефти;
- максимальный расход по нефти соответствует расходу смеси для рабочей зоны центробежных насосов.

Следовательно, оптимальным значением концентрации разбавителя, при которой достигается максимальный расход по нефти и центробежные насосы работают с максимальным КПД, является концентрация разбавителя, равная 35%.

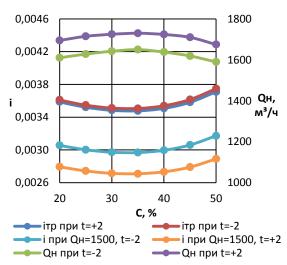


Рис. 4. Зависимость гидравлического уклона и объемного расхода по нефти от концентрации разбавителя

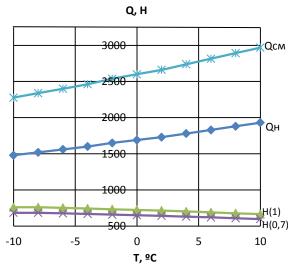


Рис. 5. Объемный расход для оптимальной концентрации разбавителя

Это значение, как показывают расчеты, является оптимальным для всего рассмотренного диапазона температур смеси от -10°C до 10°C.

При этом, с повышением температуры до 10° С объемный расход смеси увеличивается практически до $1,2\cdot Q_{\text{ном}}$, т.е. до верхней границы рабочей зоны центробежных насосов (рис. 5). С понижением температуры до -10° С и соответствующим увеличением вязкости значения объемного расхода смеси и нефти уменьшаются на 30%, так как требуемый гидравлический уклон достигается при меньших значениях объемного расхода смеси и нефти. Соответствующее увеличение напора составляет 14%.

В диапазоне температур смеси $(-2 \div 2)$ °C расходы и напор изменяются незначительно: соответственно на 4,5% и 2,5%.

Напор, создаваемый насосами с рабочими колёсами на номинальную подачу, превышает требуемый для перекачки напор станции на (7÷10) %, и для уменьшения напора необходимо использовать один из методов бесступенчатого регулирования режимов работы трубопровода (рис. 6).

За счет регулирования рабочая точка на совмещенной характеристике станции и трубопровода находится в рабочей зоне центробежных насосов и соответствует необходимой величине напора ($H_{\text{ст}} = 613 \text{ м}$), а гидравлический уклон равен требуемому для оптимальной концентрации 35%.

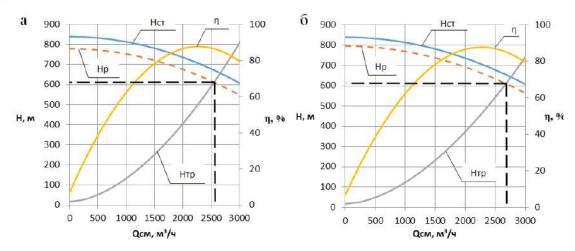


Рис. 6. Совмещенная характеристика станции и трубопровода: а – для температуры -2°С; б – для температуры 2°С

На основе анализа результатов численного исследования процесса перекачки высоковязкой нефти с газоконденсатом можно сделать следующие выводы:

- требуемые условия перекачки смеси по действующему трубопроводу выполняются в широком диапазоне температур при различной концентрации разбавителя;
- оптимальное значение концентрации разбавителя равно 35%, так как при этом значении обеспечивается максимальный расход по нефти Русского месторождения;
- напор станции превышает требуемый и может быть уменьшен, например, путем регулирования режимов работы трубопровода;
- в результате регулирования рабочая точка на совмещенной характеристике станции и трубопровода соответствует расчетному значению напора и находится в зоне максимальных КПД.

Список литературы:

1. Алиев Р.А. Трубопроводный транспорт высокозастывающих нефтей с жидкими углеводородными разбавителями / Р.А. Алиев, Э.М. Блейхер. – М.: ВНИИОЭНГ, 1970. – 88 с.



УЛУЧШЕНИЕ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ ЛЕТНЕГО ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА МЕТОДОМ ЭЛЕКТРОДЕПАРАФИНИЗАЦИИ

Н.С.Яковлев, С.Г.Агаев

Кандидат технических наук, доцент кафедры переработки нефти и газа ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», г. Тюмень Главный научный сотрудник кафедры переработки нефти и газа ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», г. Тюмень

Работа посвящена получению дизельного топлива (ДТ) с улучшенными низкотемпературными свойствами с использованием процесса депарафинизации в электрическом поле. Депарафинизация нефтепродуктов в электрическом поле осуществляется за счет эффекта электрофореза [3, 5]. Электрические заряды на парафине, обеспечивающие электрофорез, индуцируются за счет введения в сырье депрессорных присадок. Присадки, кроме того, снижают структурную вязкость исходного топлива и облегчают перемещение парафина в электрическом поле. В качестве дополнительного активатора электрофореза предлагается использование высших жирных спиртов [4, 8]. Считается, что высшие жирные спирты, являющиеся сегнетоэлектриками [1], сокристаллизуются с н-алканами и придают им значительные электростатические заряды [4]. Депрессорные присадки, адсорбируясь на поверхности н-алканов [6], за счет синергетического эффекта приводят к возрастанию электростатических потенциалов в системах ВЖС + ДП в 4,9–5,5 раз [2].

В предлагаемой работе сопоставлены результаты депарафинизации летнего ДТ в зависимости от химического строения депрессорных присадок, их депрессорной эффективности и температуры процесса. Для повышения эффективности процесса использовались жирные спирты фракции С (10-18) (ТУ 38.107119-85).

Использовалось летнее дизельное топливо Антипинского нефтеперерабатывающего завода (г. Тюмень). Исходное дизельное топливо имело температуру застывания минус 10°С; температуру помутнения – минус 5°C; плотность при 20°C 826 кг/м³; вязкость при 20°C 4,7мм²/с; анилиновую точку 76°С. 50% дизельного топлива выкипает при 270°С. Содержание в дизельном топливе углеводородов, образовавших комплекс с карбамидом, 20,8%мас. Электродепарафинизацию дизельного топлива проводили на экспериментальной установке и по методике, описанной в [3 - 5, 8]. Параметры процесса приняты по данным работ [4, 8]. Средняя напряженность электрического поля 10 кВ/см; время осаждения 60 мин. Температура процесса варьировалась в интервале от минус 10°C до минус 19°C. Процесс осаждения парафиновых углеводородов проводили при положительной полярности центрального электрода. Использовалось две присадки: присадка депрессорно-диспергирующего действия Dodiflow [7] и депрессорная присадка ДП [5]. Присадка Dodiflow представляет собой смесь полимеров в высококипящем растворителе, основу которой составляет сополимеры этилена и винилацетата. Присадка ДП представляет собой продукт конденсации стеариновой кислоты и полиэтиленполиаминов. Содержание этих присадок (таблица) и содержание высших жирных спиртов (ВЖС) принято с учетом работ [4, 8]. Для исходного и депарафинированного дизельного топлива (ДДТ) определяли температуры застывания и помутнения. Эффективность процесса оценивалась по выходу депарафинированного дизельного топлива, по депрессии температуры помутнения и депрессии температуры застывания. В таблице представлены данные по влиянию на показатели процесса депарафинизации совместного присутствия в летнем дизельном топливе присадки Dodiflow и высших жирных спиртов, присадки ДП и высших жирных спиртов.

Сопоставление результатов депарафинизации дизельного топлива (см. табл.) показывает, что присадка Dodiflow по выходу депарафинированного дизельного топлива эффективнее присадки ДП. Это отмечается как при использовании присадок в чистом виде, так и при их исполь-

зовании в композиции с высшими жирными спиртами. Эффективность присадок по их влиянию на температуру помутнения депарафинированного топлива приблизительно одинакова. Отмечается зависимость выхода депарафинированного дизельного топлива от содержания в дизельном топливе присадки ДП. При содержании присадки ДП 0,25%мас. выход депарафинированного дизельного топлива несколько выше, чем при ее содержании 0,1%мас. Это, очевидно, связано с более низкой температурой застывания исходного дизельного топлива в первом случае (минус 25°С). Во втором случае температура застывания исходного ДТ на 3°С выше (минус 22°С). Более высокий выход депарафинированного топлива при более низкой температуре застывания связан с повышенной подвижностью кристаллов парафина из-за пониженной структурной вязкости дизельного топлива при температуре депарафинизации.

Таблица 1. Депарафинизация дизельного топлива в присутствии присадок Dodiflow, ДП и ВЖС

Содержание, %масс.			Температура (°C)		рром 1е	acc.	Показатели качества ДДТ		Депрессия температуры (°C)	
ВЖС C_{10-18}	ΜO	ДП	процесса	застывания исходного ДТ	электрод, на котором идет осаждение парафина	выход ДДТ, %масс.	температура помутнения, °С	температура застывания, °C	помутнения ДТ	застывания ДТ
	0,1	-	-15	-25	ЦВ	85,1	-10	-33	5	23
OTC	1	0,1	-15	-20	ЦВ	81,0	-11	-21	6	11
отс.	-	0,2 5	-15	-26	ЦВ	82,2	-14	-23	9	13
	0,1		-10	-25	ЦВ	90,0	-11	-40	6	30
		1 -	-13	-25	ЦВ	88,6	-14	-37	9	27
0,05			-14	-25	ЦВВ	88,6	-15	-38	10	28
0,03			-15	-25	ЦВВ	89,3	-16	-45	11	35
			-16	-25	ЦВВ	89,2	-16	< -45	11	< 35
			-17	-25	ЦВВ	85,6	-17	-43	12	33
	ı	0,1	-15	-22	ЦВ	82,6	-15	-22	10	12
	ı	0,1	-17	-22	ЦВ	84,5	-18	-26	13	14
	ı	0,1	-19	-22	ЦВ	83,3	-19	-25	14	15
0,1	ı	0,2 5	-13	-25	ЦВ	85,5	-14	-23	9	13
	ı	0,2 5	-15	-25	ЦВ	86,1	-16	-25	11	15
	-	0,2 5	-17	-25	ЦВ	83,9	-17	-26	12	16
	-	0,2 5	-19	-25	ЦВ	75,2	-19	-24	14	14

Сокращения: Ц – центральный и В – внешний электроды; ВЖС – высшие жирные спирты; ДТ – дизельное топливо; ДДТ – депарафинированное дизельное топливо

Однако эффективность процесса депарафинизации, очевидно, определяется не только температурой застывания дизельного топлива при электродепарафинизации. Температура застывания исходного дизельного топлива в ряде случаев независимо от используемой присадки одинакова – минус 25°С (см. таблица). При этом показатели депарафинизации по выходу ДДТ



заметно выше в случае использования присадки Dodiflow. Это связано с синергетическим взаимодействием присадки Dodiflow и высших жирных кислот. Отмечается также повышенный выход депарафинированного топлива при преимущественном осаждении парафина на внешнем электроде. Объяснения этому приводятся в работе [4].

Полученные результаты (см. таблица) позволяют оценить влияние на показатели качества депарафинированного топлива химического строения, используемых при депарафинизации депрессорных присадок и их депрессорной эффективности. Показано, что в сочетании с высшими жирными спиртами присадка Dodiflow, основу которой составляют сополимеры этилена и винилацетата, более эффективна в качестве активатора процесса электродепарафинизации, чем присадка ДП – продукт конденсации стеариновой кислоты и полиэтиленполиаминов. В первом случае выход депарафинированного дизельного топлива достигает 89,3% при температуре процесса минус 15°C, во втором при той же температуре – только 86,1%мас. По наиболее трудно достигаемому показателю качества депарафинированного топлива: температуре помутнения в оптимальных условиях депарафинизации в присутствии присадок Dodiflow и ДП-получаемые результаты приблизительно одинаковы. При одних и тех же температурах процесса независимо от используемой присадки депрессия температуры помутнения депарафинированного топлива практически совпадает. По температуре застывания депарафинированного дизельного топлива более эффективна присадка Dodiflow. При депарафинизации исходного топлива в ее присутствии температура застывания депарафинированного топлива достигает минус 45°C. При депарафинизации исходного топлива с помощью присадки ДП минимальная температура застывания получаемого топлива только минус 25 – минус 26 °C.

Таким образом, показано, что существенный вклад в эффективность электродепарафинизации дает химическая природа присадок и их депрессорная эффективность.

- 1. Агаев С.Г., Столбов А.А. Известия вузов. Нефть и газ. 2011. №2. С. 70–79.
- 2. Агаев С.Г., Столбов А.А., Яковлев Н.С. // Известия вузов. Нефть и газ. 2012. №6 С. 95–99.
- 3. Агаев С.Г., Халин А.Н., Гультяев С.В. // Химия и технология топлив и масел. 2007. №6. С. 6–8.
- 4. Агаев С.Г., Яковлев Н.С., Столбов А.А. // Нефтепереработка и нефтехимия 2012. №6. С. 22–25.
 - 5. Aгаев С.Г., Яковлев Н.С., Гультяев С.В. // ЖПХ. 2007. T.80. Вып. 3. C. 488–495.
- 6. Гришин А.П., Ребиндер П.А., Александрова Э.А. и др. // Доклады АН СССР. 1970. Т. 194. №4. С. 850–853.
- 7. Зинина Н.Д., Симанская К.Ю., Павловская М.В. и др. // Нефтепереработка и нефтехимия. 2014. №8. С.37–40.
 - 8. Яковлев Н.С., Агаев С.Г. // Известия вузов. Нефть и газ. 2012. № 5 С. 97–101.

РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ВЫБРОСОВ ПАРОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НА НЕФТЕБАЗАХ

И.Н. Квасов, Ю.В. Непойранова, А.К. Мусайбекова

Кандидат экономических наук, профессор кафедры «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология» ФГБОУ ВО «Омский государственный технический университет», г. Омск Магистрант 2 курса обучения факультета «Элитного образования и магистратуры» ФГБОУ ВО «Омский государственный технический университет», инженер БУ «Центр-транс», г.Омск Магистрант 2 курса обучения факультета «Элитного образования и магистратуры» ФГБОУ ВО «Омский государственный технический университет», г. Омск

Процесс хранения и слива нефти и нефтепродуктов на нефтебазах и автозаправочных станциях (АЗС) всегда сопровождается выбросом лёгких газообразных углеводородов в атмосферу. Масса выбрасываемых газов углеводородов при этом может составлять до 0,1 % от массы переваливаемого продукта на нефтебазах и до 0,2 % массы выдаваемого продукта на автозаправочных станциях. Проведённые в МГТУ им. Н.Э. Баумана расчеты показывают, что в России АЗС выбрасывают в течение года более 140 тыс. тонн паров углеводородов, т.е. около 6 миллиардов рублей. Выбросы паровоздушной смеси (ПВС) являются одним из важнейших источников загрязнения окружающей среды, а также создания пожароопасной обстановки. Также не секрет, что большинство нефтебаз и АЗС находятся в городской черте, так как в последние 20–30 лет наблюдается массовый рост городов. Для решения данной ситуации необходимо внедрение новейших научных достижений и совершенствование способов по улавливанию паров нефтепродуктов. Поэтому актуальность этой проблемы очевидна.

Сегодня известно множество способов по снижению потерь паровоздушной смеси, каждый из которых имеет свои достоинства и недостатки. Рассмотрим некоторые из них.

Самым простым способом снижения испаряемости углеводородов является тепловая защита резервуаров. В данную группу входят: окрашивание резервуаров, их тепловая изоляция (применение экранов), а также водяное орошение. Для этого метода характерны достаточно небольшие затраты, но в некоторых случаях возможность контроля за состоянием резервуара отсутствует, то есть характерна односторонность данной защиты.

Для уменьшения потерь от испарения на перекачивающих станциях может быть применена система газовой обвязки резервуаров. Такая газоуравнительная система включает обвязку газовых пространств обычных резервуаров посредством трубопроводных коммуникаций с газосборником. При заполнении одного из резервуаров паровоздушная смесь поступает в незаполненный нефтью или нефтепродуктами резервуар. Газосборник служит для компенсации неравномерности при наполнении и опорожнении резервуаров. Метод газовой обвязки оптимален при хранении одного типа нефтепродукта в различных резервуарах. Достоинством данного метода является замкнутость системы резервуаров относительно окружающей среды, однако он предполагает использование только одного типа нефтепродуктов, а также капиталоёмкое строительство данной системы.

Способ конденсации паров заключается в том, что пары, которые образуются во время «дыхания» топлива, конденсируются. Данные способ является достаточно эффективным, одна-ко требует больших эксплуатационных затрат на приобретение и доставку жидкого азота.

Плавающие крыши и понтоны сокращают газовое пространство, что дает большой эффект при уменьшении испарений нефтепродуктов. Использование данного способа особенно рентабельно на перевалочных нефтебазах с большой грузооборачиваемостью, где резервуары часто наполняются и опорожняются, установлены в теплой климатической зоне, а также в резервуарах большой вместимости. При соблюдении данных условий окупаемость плавающих крыш и понтонов составляет менее года, но главный ограничивающий климатический фактор не дает возможности их широкого использования.

Использование микрополых шариков и защитных эмульсий также основано на уменьшении газового пространства. При использовании данного метода в нефтепродукт вводятся либо микрополые шарики, либо защитная эмульсия. Она образует на поверхности нефтепродукта защитную пленку, что приводит к снижению потерь до 80 %. Широкого применения данный метод не получил так, как целостность покрытия нарушается при большой скорости заполнении или выкачке резервуара, а также необходимо время для восстановления защитной пленки. Кроме того, микрошарики выносятся из резервуара вместе с потоком жидкости при ее выкачке из резервуара. Для предотвращения попадания микрошариков в трубопроводы и насосы устанавливаются в резервуарах специальные предохранительные устройства, а перекачка нефтепродукта проводится с малой скоростью, что влечет к простоям транспортных средств во время их налива. Качество покрытия из микрошариков значительно ухудшается при повышении температуры, во время подогрева высоковязкой нефти.

Следующий способ заключается в использовании дисков-отражателей, диаметр которых превышает значение диаметра дыхательных клапанов. Конструктивная особенность данного способа заключается в том, что поступающий через клапан воздух отражается вверх, а не вглубь резервуарного пространства. Таким образом, уменьшается перемешивание ПВС, основное сосредоточение которой находится у поверхности резервуара. Применение данного способа приводит к значительному снижению потерь нефтепродуктов при дыхании, а также является малозатратным решением, но использование данного способа целесообразно только в резервуарах большой вместимости.

Использование адсорбентов также используется при рекуперации ПВС. Суть данного метода заключается в адсорбции паров нефтепродуктов с их последующей десорбцией и конденсацией. Этот метод является целесообразным при перекачке, во время вытеснения из резервуаров большого количества паров нефтепродуктов. Недостатком адсорбентов является высокая горючесть некоторых из них, а также необходимость установки дополнительного оборудования для их десорбции.

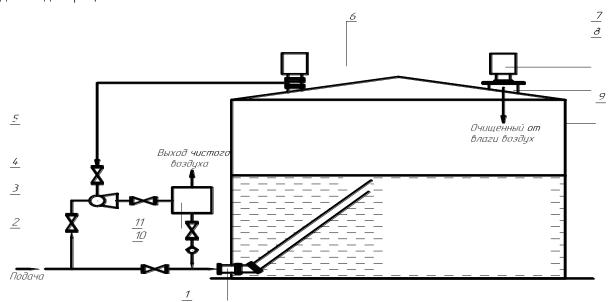


Рис. 1. Схематическое изображение системы для сокращения потерь топлива от испарения: 1 – приемо-раздаточный патрубок; 2 – байпасный трубопровод; 3 – задвижка; 4 – эжектор; 5 – трубопровод подачи паровоздушной смеси (ПВС) из резервуара; 6 – дыхательный клапан; 7 – влагопоглотитель; 8 – световой люк; 9 – резервуар; 10 – обратный клапан; 11 – сепаратор

Установка компрессионных систем также позволяет снизить потери нефтепродуктов при их испарении. Особенностью данного способа является замыкание резервуара с напорной линией (рис. 1).

Процесс работы данной установки следующий: во время закачки нефтепродуктов в резервуар ПВС поступает в эжектор за счет повышения уровня топлива в резервуаре. В свою очередь топливо, также проходя через эжектор, увлекает ПВС, что приводит к уменьшению давления в газовом пространстве резервуара. Далее топливо, смешиваясь с ПВС, конденсирует пары нефтепродуктов и далее, после прохода через сепаратор происходит разделение. В результате осушенный воздух идет на очистку либо в атмосферу, а топливо поступает в резервуар. Несравненным преимуществом данного способа является его эффективность, которая составляет, в зависимости от условий использования, 80–90 %.

Одной из возможностей снижения потерь нефтепродуктов является правильная организация технологических процессов. Необходимо свести число внутренних перекачек к минимуму, хранить нефтепродукты в полностью заполненных резервуарах, следить за исправностью запорной арматуры, обеспечивать герметизацию всех устройств и сооружений и т. д. Используя данный подход, можно избежать лишних потерь, связанных с нецелесообразным подходом к планированию работы склада.

Таким образом, из анализа способов сокращения потерь, следует, что наиболее эффективным, простым в эксплуатации, экономически выгодным, а также устойчивым к факторам окружающей среды является использование компрессионных систем.

В последние годы отсутствие разрешительной документации Ростехнадзора на применение на опасных производственных объектах служило ограничением для внедрения установки рекуперации паров нефтепродуктов в качестве самостоятельного оборудования на объектах нефтепродуктообеспечения. В 2009 г. были разработаны ТУ на установку улавливания легких фракций (УУЛФ) нефтепродуктов – Комплекс конденсации и рассеивания (ККР) паров нефти и нефтепродуктов, и начата работа по получению разрешения Ростехнадзора на его применение на опасных производственных объектах.

В настоящее время реализована возможность при работе ККР с газоуравнительными системами резервуарных парков при «больших» и «малых» дыханиях резервуаров начинать прием и рекуперацию паров при достижении определенного заданного давления, и во время проведения рекуперации паров поддерживать заданное давление в газоуравнительной системе. При работе с эстакадами налива реализована возможность синхронизировать процесс налива и приема паров на рекуперацию с согласованием интенсивности налива и производительностью вентилятора отбора паров. Кроме того, при использовании ККР возможно проводить одновременную и независимую рекуперацию паров нефтепродуктов от нескольких различных, независимых источников выделения паров: например, рекуперацию паров автомобильных бензинов от трех источников – от двух резервуарных парков при больших и малых дыханиях и при работе АСН в автоцистерны.

- 1. Александров А.А., Воробьев В.А. Исследование процессов улавливания легких фракций углеводородов // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2004. № 11. С. 3–4.
- 2. Данилов В.Ф., Шурыгин В.Ю. К вопросу о решении проблемы потерь нефтепродуктов от испарения // Успехи современного естествознания. 2016. № 3. С. 141–145.
- 3. Едигаров С.Г., Бобровский С.А. Проектирование и эксплуатация нефтебаз и газохранилищ. М.: Недра, 1973. 366 с.
- 4. Несговоров А.М. Совершенствование систем, методов и способов измерения количества и качества нефтепродуктов: Дис. канд. техн. наук. Уфа, 1994. 214 с.
- 5. Щепин С.Л. Улавливание паров бензина из резервуаров с использованием жидкостногазовых эжекторов: Дис. канд. техн: наук. Уфа, 2007. 145 с.



ПЕРСПЕКТИВНЫЕ КОНЦЕПЦИИ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ГЛУБОКОВОДНЫХ АКВАТОРИЙ АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

В.Ф. Ленский, А.Г. Махмутов, М.В. Ковалев, И.Л. Благовидова, А.С. Тертышникова

Генеральный директор-главный конструктор АО «ЦКБ «Коралл», г. Севастополь Главный инженер АО «ЦКБ «Коралл», г. Севастополь Главный конструктор проектов АО «ЦКБ «Коралл», г. Севастополь Начальник сектора динамики корабля АО «ЦКБ «Коралл», г. Севастополь Инженер-конструктор 1 категории АО «ЦКБ «Коралл», г. Севастополь

На акватории арктических морей Российской Федерации выделено значительное число перспективных для освоения нефтегазоносных участков, расположенных в широком диапазоне глубин (от 10 до 1000 м). В докладе производится обобщенный анализ природных условий глубоководных (свыше 100 м) участков с целью определения длительности навигационного периода и преобладающих характеристик волнового и ледового режимов. Учитывая сложные природные условия, а также практическое отсутствие требуемой инфраструктуры снабжения (береговые базы, вспомогательный флот), необходим особый подход к проведению разведочных работ и освоению морских арктических месторождений. В докладе предлагаются разработанные ЦКБ «Коралл» принципиальные концепции технических средств для проведения разведочных работ на глубоководных участках шельфа: самоподъемной плавучей буровой установки, плавучей буровой установки судового типа. Отдельно освещен вопрос обеспечения снабжения буровых платформ – предложена концепция плавучей базы обеспечения буровых работ и многофункционального судна снабжения.

- 1. Правила классификации, постройки и оборудования ПБУ/МСП. Российский морской регистр судостроения, 2014.
- 2. СП 38.13330.2012. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. М.: Минрегион России, 2014.
- 3. Alexeev Yu., Karulin E., Karulina M., Sutulo S. A method for predicting ice loads on structures based on model test data. Proc. of 14 Ice Symposium IAHR, Potsdam, New York, v.1, pp. 497–502, 1998.
- 4. Määttanen, M., 1994. Ice force design and measurement of a conical structure. Proceedings of 12th IAHR Symposium on Ice, Trondheim, Norway, pp.401-410.
- 5. Nevel, D., 1992. Ice forces on cones from floes. Proceedings of 11th IAHR Symposium on Ice, Banff, Alberta, Canada.
- 6. Ralston T. Ice Force Design Considerations for Conical Offshore Structures POAC'77, Vol.2, pp.741–752, 1977.
- 7. Самоподъемные плавучие буровые установки, История, современность, перспективы, ФГУП «Крыловский государственный научный центр». Санкт-Петербург, 2013 г.

Научное издание

СБОРНИК МАТЕРИАЛОВ VIII Международной научно-технической конференции ПАО «ОНХП»

2017 год

Ответственный за выпуск – Т.В. Созонтова, О.М. Троян Дизайн обложки – М.Е. Рогожникова Компьютерный набор – Н.А. Новиков Компьютерная верстка – М.Е. Рогожникова

Подписано в печать 24.10.2017. Формат 60х84 1/8. Бумага ColorCopy 90 г/м2. Бумага обложка Colotech 280 г/м2. Гарнитура Din Round Pro. Печать цифровая. Тираж 90 экз. Заказ № 289886

Отпечатано в типографии «Золотой тираж» (ООО «Омскбланкиздат») 644007, Россия, г. Омск, ул. Орджоникидзе, 34 Тел.: (3812) 212-111

