

Сравнительный анализ существующих способов и установок улавливания и рекуперации паров нефтепродуктов

Проблема сокращения потерь углеводородов в процессе их добычи, транспортирования, хранения, распределения и использования остается одной из актуальных в топливной промышленности России. Исследования показывают, что на долю потерь от испарения нефти и нефтепродуктов приходится до 75% всех потерь при хранении и сливо-наливных операциях (остальные приходятся на утечки, смешение продуктов, аварии). Ущерб, наносимый этими потерями, является как экономическим (прямые потери нефтепродуктов), так и экологическим (загрязнение воздуха в местах расположения объектов хранения и налива нефтепродуктов) [1]. Достаточно сказать, что в России за год потери бензина от испарения только на нефтебазах составляют более 100 тыс. тонн, на АЗС - более 140 тыс. тонн [2].

При решении проблемы сокращения потерь от испарения и выбросов в атмосферу перед проектирующими и эксплуатирующими организациями встает вопрос выбора способов и средств сокращения потерь. Традиционные средства сокращения потерь нефтепродуктов (диски-отражатели, газоуравнительные системы, понтоны, плавающие крыши) во многих случаях оказываются недостаточно эффективными (не выполняющими требований гигиенических нормативов РФ по ПДК вредных выбросов), особенно в условиях нефтебаз и АЗС.

Наиболее полно решить проблему сокращения потерь и выбросов в атмосферу при приеме, отпуске и хранении нефтепродуктов можно с помощью систем улавливания легких фракций (УЛФ). Для улавливания и рекуперации паров нефтепродуктов, выделяющихся из резервуаров и при сливо-наливных операциях, применяются установки различного типа. Несмотря на разнообразие предлагаемых установок, можно выделить основные способы (технологии), реализованные в установках улавливания и рекуперации паров нефтепродуктов:

- **компрессионный** (сжатие паров углеводородов до конденсации паров);
- **адсорбционный** (поглощение углеводородов из паровоздушной смеси твердыми адсорбентами с последующей десорбцией);
- **криогенный** (охлаждение паровоздушной смеси без изменения давления до конденсации углеводородов в жидкую фазу);
- **абсорбционный** (поглощение углеводородов из паровоздушной смеси жидкими абсорбентами);
- **мембранные технологии;**
- **комбинированные** (различное сочетание конденсационного, абсорбционного способов).

Все указанные способы имеют свои преимущества и недостатки.

При выборе технологии (способа) в каждом конкретном случае оптимально использовать методологию разумно-приемлемой технологии (РПТ).

РПТ определяется как метод, который обеспечивает минимальный уровень выбросов при выполнении технологически и экономически приемлемых мер. Принцип разумной достаточности: использование наилучшей доступной технологии (НТД) или технологии максимального подавления выбросов (ТМП). Существенные различия между НТД и ТМП заключаются в следующем:

1. НТД можно использовать, когда содержание загрязнения не превышает предельно допустимого значения. При выборе НДТ необходимо учитывать стоимость различных вариантов систем улавливания.

2. ТМП используется, когда концентрация загрязнения превышает некоторое определенное значение. При выборе ТМП не учитывают экономические факторы.

Рассмотрим основные способы сокращения потерь нефтепродуктов, положительные и отрицательные стороны, оптимальные технологические решения.

Компрессионный способ осуществляют созданием повышенного давления с помощью компрессоров или жидкостных эжекторов. Компрессор предусматривает сжатие смеси до давления 0,7-5 МПа (от 7 до 50 атм.) при этом конденсируется 50-99% углеводородов, содержащихся в смеси.

Преимущества: не требуется абсорбентов и адсорбентов, позволяет осуществлять сбор и транспортирование газа.

Недостатки: высокие энергетические затраты на сжатие; высокая степень конденсации достигается при очень больших давлениях сжатия; нельзя осуществлять сжатие смесей, содержащих кислород (из-за возникновения взрывоопасной ситуации); требуются дополнительные затраты на заполнение резервуаров инертным газом; требуется специальная аппаратура для согласования поступающего потока ПВС из резервуара и производительности компрессора установки (с целью исключения снижения давления на входе (в резервуарах) ниже атмосферного, что может привести к смятию резервуаров или избыточной откачке ПВС, что вызывает дополнительное испарение нефтепродукта).

Адсорбционный способ основан на **поглощении газов твердыми поглотителями** (адсорбентами) например, активированным углем. Составными частями адсорбционных установок (Symex, John Zink, Marcon, Carbovac, Jordan, Cool Sorption и др.) являются два комплекта адсорберов, адсорбционная колонна, вакуумный насос, насосы подачи и откачки адсорбционного нефтепродукта, система вакуумных клапанов, система автоматики. Паровоздушная смесь поступает на вход установки в комплект адсорберов, находящийся в режиме адсорбции, второй комплект адсорберов находится в режиме регенерации. Активированный уголь обладает чрезвычайно большой площадью поверхности по отношению к объему, и пары углеводородов адсорбируются в очень тонком поверхностном слое углерода, Углерод может адсорбировать лишь определенное количество углеводородов до наступления насыщения. Если происходит насыщение в адсорбере, то пары проходят через него необработанными. Следовательно, для восстановления «поглотительной» способности угля требуется его регенерация (десорбция), что обеспечит эффективную адсорбцию углеводородов в последующем цикле. Регенерацию адсорбера проводят с помощью вакуумного насоса (жидкокольцевого или сухого винтового). Регенерированные пары углеводородов поступают в адсорбционную колонну, где они смешиваются с потоком жидкого абсорбента (нефтепродукта). С нижней части адсорбционной колонны абсорбент с регенерированными углеводородами откачивают в резервуар хранения. С верхней части

колонны остатки паров углеводородов вновь поступают на вход установки. С помощью автоматически управляемых вакуумных клапанов происходит переключение режимов работы адсорберов с интервалом времени около 15 минут. Степень улавливания составляет 85 - 95%, теоретически достижимая концентрация углеводородов на выходе от 35 грамм до 150 миллиграмм на 1 м³ выходящей паровоздушной смеси.

Преимущества: высокая степень очистки; способность обрабатывать малонасыщенные пары.

Недостатки: высокая стоимость оборудования (0,6 - 1,2 млн. евро); требует дополнительной десорбционной и абсорбционной аппаратуры, что ведет к росту габаритов системы, энергопотребления (16-30 кВт на каждые 100 м³ обрабатываемой ПВС); необходимость ведения циклических процессов адсорбции-регенерации усложняет систему автоматики причем, вакуумные клапана (затворы) удовлетворительно работают при температуре не ниже плюс 5°C (необходимо их размещение в обогреваемом блок-боксе), в противном случае в зимний период наблюдается нарушение работоспособности клапанов, сбой системы автоматики и прекращение работы всей установки; возможность резкого повышения температуры в слое угля требует системы защиты (подача азота в аварийном режиме); периодическая замена (через 1-3 года) активированного угля с последующей его утилизацией; наличие сероводорода в парах образует элементарную серу в адсорбере, что выводит его из строя (требуется предварительная сероочистка или использование более дорогих импрегнированных углей), для сохранения работоспособности активированного угля требуется подготовка газового потока перед подачей в адсорберы (очистка от влаги и аэрозолей)..

Криогенный способ может быть реализован путем охлаждения ПВС жидким азотом (криогенные технологии). В установках «Кедр» (НПП «Криосервис») **охлаждение** паровоздушной смеси осуществляется **жидким азотом** до температуры минус 40...50°C. На получение одного литра конденсата требуется 1,2 литра жидкого азота.

Преимущества: могут использоваться как одиночные блоки; в оборудовании нет механических движущихся частей и электрических агрегатов; низкая степень взрывопожароопасности; не требуется дополнительных энергоресурсов.

Недостатки: в рассматриваемой установке происходит вымораживание влаги на теплообменной поверхности и замерзание её в «мёртвых» зонах, необходима поставка жидкого азота; требуется специально подготовленный персонал, стоимость затрат выше стоимости полученного конденсата.

Абсорбционный способ основан на процессе **поглощения газа жидким поглотителем** (абсорбентом). В абсорбционных процессах (абсорбция, десорбция) участвуют две фазы (жидкая и газовая) и происходит переход вещества из газовой фазы в жидкую (при абсорбции) или, наоборот, из жидкой фазы в газовую (при десорбции). Таким образом, абсорбционные процессы являются одним из видов процессов массопередачи. Абсорбционные процессы проводят в специальных массообменных контактных аппаратах

(абсорберах). Конструктивно абсорберы выполняются в виде вертикальных статических аппаратов (БКАУ-УЛФ, ООО НПК «ЭкоПромСервис»), горизонтальных динамических дисковых аппаратов (АСУР-ПБ, ООО «Илотех» и БАРК, ООО «ЭкоГеоСистемы»). Эффективность абсорбции зависит от следующих параметров: давления и температуры процесса, площади поверхности и времени контакта, поглотительной способности абсорбента, то есть что влияет на движущую силу абсорбции. С учетом условия прохождения паров через аппарат под собственным давлением (низкое гидравлическое сопротивление в аппарате) для создания поверхности контакта применяются пленочные или насадочные абсорберы. Коэффициенты массопередачи пленочных абсорберов примерно те же, что и для насадочных абсорберов [8].

Горизонтальный абсорбционный аппарат оснащен динамическими контактными дисковыми элементами, частично погруженными в жидкость (абсорбент). Все контактные диски, расположенные на одном валу, установленном посередине аппарата, и вращаются со скоростью 0,2-0,3 м/с, исключая срыв пленки, образующейся на поверхности. Паровоздушная смесь поступает на вход горизонтального аппарата, направление движения газовой фазы, в результате использования перегородок при переходе из одного элемента в другой, меняется на 180°. Относительная скорость газовой фазы – 3 м/с. Абсорбент и ПВС в аппарате контактируют в противотоке. В качестве абсорбента используют производные нефти, например, дизельное топливо. При необходимости дизельное топливо охлаждают до 0°С в дополнительном холодильном блоке (холодильной установке). При этом степень улавливания составляет 80-92%. В массообменных процессах при соблюдении ряда параметров (давления, температуры, поверхности контакта и др.) важным является и время контакта газа-жидкости, которое зависит от относительной скорости газа. Рекомендуемые скорости газа (определенные опытными данными) в атмосферных абсорбционных аппаратах должны составлять 0,46-0,84 м/с [9].

Преимущества: высокая степень улавливания; в технологии нет высоких или низких температур и давлений; небольшие капитальные и эксплуатационные затраты; не требуются, вызывает дополнительный расход энергии и увеличивает пожаро-взрывоопасность установки !!!; относительная скорость газа выше рекомендованных значений для атмосферных аппаратов, что снижает эффективность абсорбции; требуются дополнительные насосы для периодической подачи и откачки абсорбента (нефтепродукта) из подземной емкости в резервуар хранения.

В большей степени поглощение паров углеводородов происходит при осуществлении данного способа **в вертикальных абсорбционных аппаратах** в противотоке (при движении газа навстречу потоку жидкости). Данный способ реализован в блочно-комплектной абсорбционной установке по улавливанию легких фракций углеводородов БКАУ-УЛФ. Установка БКАУ-УЛФ представляет собой комплект оборудования, связанного между собой трубопроводной обвязкой и имеющей общую систему электроснабжения, контроля и управления. В основу оборудования установки БКАУ-УЛФ положен процесс абсорбции. Для поглощения паров углеводородов применяется абсорбент (нефтепродукт) из резервуара

хранения. В качестве абсорбента применяется нефтепродукт, в который непосредственно возвращаются пары углеводородов (бензин, авиационный керосин, дизельное топливо, печное топливо, осветительный керосин и т.п.). При использовании низколетучего абсорбента (дизельное, печное топливо, осветительный керосин и т.п.) применяют однократную абсорбцию с возвратом нефтепродукта в резервуар хранения, при этом содержание поглощенных паров углеводородов в нефтепродукте составит более 0,5% (для условий большинства нефтебаз от 0,2 до 0,3%), что приводит к изменению свойств нефтепродукта (температуры вспышки) в пределах ГОСТ. При использовании в качестве абсорбента бензина, авиационного керосина и т.п., для снижения упругости паров и увеличения поглотительной способности, абсорбент предварительно охлаждают в емкости-накопителе до температуры минус 20 °С с помощью холодильного блока. Абсорбент поступает сверху и орошает насадочную часть абсорбционного аппарата, а газовоздушная смесь подается снизу и проходит насадочную часть (с относительной скоростью 0,4-0,8 м/с) в противотоке абсорбенту. Абсорбент, насыщенный поглощенными углеводородами, возвращается в емкость-накопитель. Очищенная газовоздушная смесь направляется через верхнюю часть аппарата в атмосферу. При этом степень улавливания составляет 80-95%. Периодически нефтепродукт с емкости-накопителя откачивается в резервуар хранения без изменения свойств нефтепродукта (в пределах ГОСТ), а в емкость-накопитель закачивается новая порция нефтепродукта. Закачка и откачка нефтепродукта осуществляется насосами в составе БКАУ-УЛФ, то есть дополнительных насосов не требуется. В настоящее время вместо традиционных колец Рашига, Паля, тарельчатых устройств разработаны высокоэффективные конструкции регулярных и нерегулярных насадок для абсорбционных аппаратов, которые успешно применяются в химической, нефтеперерабатывающей и других отраслях промышленности.

Преимущества: высокая степень улавливания.

Недостатки: Большая металлоемкость и габариты, большое гидравлическое сопротивление, необходимость в абсорбенте (в среднем до 100 литров на 1 м³ ПВС), большое энергопотребление, высокая пожаро и взрывоопасность установки!!!

В приведённых ниже выдержках из статьи Н.И. Кобылкина (Генеральный директор ОАО «Промприбор») и Б.Е. Гельфанда (заведующий лабораторией гетерогенного горения ИХФ им. Н.Н. Семенова РАН, профессор кафедры взрывобезопасности и технических средств противодействия терроризму Санкт-Петербургского университета ГПС МЧС России, член научного совета РАН по горению и взрыву, доктор физико-математических наук, профессор) «Перевалка нефтепродуктов. Опасности которые необходимо предотвратить» рассматриваются проблемы пожаровзрывоопасности при работе со смесями бензин-дизельное топливо (керосин, печное топливо).

«... Рассмотрим свойство жидкости обратное эмиссии - взаимное поглощение паров (абсорбцию). На практике часто встречаются процессы, когда пары бензина контактируют с поверхностью дизтоплива или керосина, или наоборот. Учитывая природу этих жидкостей, их контактирование не вызывает химической реакции между ними, а происходит только

физическое поглощение паров в жидкости.

Процесс поглощения происходит до тех пор, пока парциальное давление в газовой фазе выше равновесного давления паров этой жидкости над ней.

Степень опасности паров разных нефтепродуктов

Таблица 2

№	Вид продукта	Хим. состав	Температура вспышки	Давление паров в мм. рт. ст.					Концент. пределы взрываемости, % объем	
				Объемная концентрация при температуре						
				-40°С	-20°С	0°С	+20°С	+40°С		
1	Бензин	C ₄ -C ₉	-40	Концентр. паров, % при t вспышки 2,6	20,4	38,3	186	424	614	2-6
					2,6	5,0	24	56	80	
2	Керосин	C ₁₂ -C ₁₅	40-60	2	-	-	-	0,093	0,487	1,4-7,5
								0,01	0,06	
3	Диз. топливо	C ₉ -C ₁₆	48-65	2	-	0,11	0,7	3,08	10,5	
						0,04	0,09	0,4	1,3	

Если рассмотреть приведённую выше таблицу 2, то мы видим, что парциальное равновесное давление паров бензина над жидкостями: керосин и дизтопливо гораздо выше, чем парциальное давление паров керосина и дизтоплива над бензином. Следовательно, будет происходить процесс поглощения паров бензина жидкостями: керосином и дизтопливом. Концентрация паров будет снижаться и может доходить до взрывоопасного диапазона.

Скорость поглощения паров бензина дизтопливом и керосином зависит от площади контакта паров с зеркалом жидкости, а также от температуры окружающей среды и дизтоплива. Установлено, что при низких температурах процесс поглощения паров бензина происходит наиболее интенсивно. Скорость поглощения также зависит от интенсивности перемешивания жидкого продукта, т.е. обновления поверхностного слоя. Данное свойство дизельного топлива и керосина используется для утилизации (улавливания) паров бензина, а также может быть причиной пожаров и взрывов при перевалке нефтепродуктов.

При операциях с нефтепродуктами несложно проследить возникновение ситуаций, при которых происходит превращение паров высокой невзрывоопасной концентрации в низкую взрывоопасную концентрацию...

Необходимо рассматривать возникновение взрывоопасных концентраций ЛУФ в ПВС при совокупном влиянии перечисленных условий. К наиболее опасным продуктам по причине низкого значения температуры вспышки в закрытом тигле относятся бензины всех марок. Подобные продукты в больших количествах подвергаются перевалкам на пути от НПЗ до бака автомобиля. Измерения концентрации паров в ёмкостях, где хранится или перевозится бензин, показало, что после его слива из емкости концентрация паров в ней зависит от температуры окружающей среды и находится в пределах от 15% до 50% объёмных. При операции слива бензина из ёмкости концентрация паров снижается в

начальной стадии слива, но впоследствии с течением времени восстанавливается. за счёт сохранившихся остатков и плёнки на стенках. Если в ёмкости пары полностью отсутствовали и туда залили бензин, то за короткий промежуток времени концентрация паров в объеме пересекает взрывоопасный концентрационный диапазон между нижним концентрационным пределом горения НКП \approx 2% и верхним концентрационным пределом горения ВКП \approx 6% (объёмных процентов) и достигает равновесного значения при текущей температуре.

В реальной жизни один и тот же бензовоз очень часто перевозит попеременно бензин и дизельное топливо. В ж.д. цистерны, в которых перевозился бензин, немотивированно наливают дизельное топливо. Рассмотрим процессы, которые происходят при подобных операциях.

Дизельное топливо всех марок имеет температуру вспышки выше +40 0С. Величина давления насыщенных паров по Рейду составляет (10-13) мм.рт.ст. Практически концентрация паров может достичь уровня свыше 2 % (т.е. попасть во взрывоопасную область) только при температуре более 40 °С. В рабочем диапазоне температуры от -10 С до + 40 С пары дизтоплива безопасны.

Экспериментальными исследованиями по поглощению паров бензина (в том числе и ЛУФ) выявлено, что дизтопливо является хорошим абсорбентом паров бензина и применяется в качестве последнего в установках для утилизации паров. В опытах установлено, что для улавливания (извлечения) летучих углеводородов из 1 м³ паровоздушной смеси с концентрацией до 50% достаточно 60-65 литров дизельного топлива с условием развитого контакта, т.е. наличия большой поверхности соприкосновения дизтоплива и ПВС

Степень улавливания ЛУФ такова, что их остаточная доля в ПВС после контакта с дизельным топливом устанавливается в пределах (2-10) % объёмных. Такие пределы соответствуют взрывоопасной концентрации паров бензина 2-6 % (а по некоторым данным 2%-9 %).

Таким образом, при наливе дизельного топлива в ёмкость, где ранее находился бензин и концентрация его паров была выше пределов взрывоопасности после поступления дизельного топлива, концентрация паров снижается и может достичь пределов взрывоопасности. Взрывоопасная концентрация паров бензина при наливе дизельного топлива в ёмкость поддерживается в течение длительного времени в процессе налива и хранения. Вероятность возникновения электростатического разряда в промежутке времени стадии наполнения довольно высока. Замечено, что часто взрывы происходят при температуре окружающей среды ниже 0°С. Это объясняется тем, что при такой температуре концентрация паров бензина не достигает максимальных значений и ЛУФ быстрее поглощаются. Процесс абсорбции более эффективно происходит при низкой температуре...

Разумно предположить, что суммарный электростатический заряд объема нефтепродукта, находящегося в цистерне, передается в течение определенного времени на металлическую оболочку цистерны и далее стекает на землю. Принято, что данный процесс,

по-видимому, подчиняется некоторой экспоненциально-временной зависимости. Вид ожидаемой экспериментальной зависимости пока не установлен. На стенках реальной ёмкости, находящейся в длительной эксплуатации с целью транспорта или хранения продуктов с разной вязкостью и другими свойствами, всегда остаются твёрдые остатки в виде плёнки, затрудняющей быструю утечку электростатических зарядов. Таким образом, гарантированного (с вероятностью $\approx 100\%$) способа устранения электростатических зарядов из нефтепродуктов при их наливке, сливе и хранении пока не найдено.

Поэтому приходится обращать внимание на другие факторы возникновения взрывов, а именно: кроме источника электростатических разрядов для возникновения взрывного процесса необходимо наличие взрывоопасного вещества или формирование пожаро-взрывоопасной среды при технологических операциях. Приходится признать, что примеси легких углеводородных фракций (ЛУФ) всегда присутствуют в определённых концентрациях в составе паровоздушных смесей (ПВС) над зеркалом нефтепродукта в технологических ёмкостях, магистралях и регулировочной аппаратуре.

Состав ЛУФ может быть разным и зависит от вида используемого нефтепродукта. При перегрузке и хранении бензина ЛУФ состоят в основном из: пропана, бутана, пентана, гексана и их изомеров. При перегрузке нефти кроме указанных компонентов в состав ЛУФ входят: метан, этан, бензол и другие примеси.

Количество (концентрация) ЛУФ в ПВС зависит от состава компонентов и температуры окружающей среды и продукта. Степень летучести компонентов и пожароопасность для каждого вида нефтепродукта определяется температурой вспышки в закрытом тигле и величиной давления насыщенных паров по Рейду. Доля каждого компонента в ПВС подчиняется закону Дальтона, по которому сумма парциальных давлений компонентов равна общему давлению в системе. При наполнении цистерн давление равно атмосферному.

Следует учитывать условия, при которых в процессе перегрузки (налива, слива) или хранения нефтепродукта появляются взрывоопасные концентрации ЛУФ в ПВС.

К таким условиям относятся:

- изменение температуры;
- абсорбция ЛУФ продуктом с более высокой температурой вспышки;
- принудительное изменение концентрации при поступлении воздуха в ёмкости во время осуществления технологической операции, например, при сливе основного вещества.

Качественные признаки и свойства основных процессов электризации нефтепродуктов при их движении по трубам и на стадии наполнении ёмкостей известны, но точные количественные характеристики процессов электризации до настоящего времени отсутствуют. Считается, что полезным способом борьбы с электростатическим потенциалом является заземление оборудования. Однако известны случаи, когда этого приема в качестве предохранительной меры не бывает достаточно. Распространено мнение, что даже надёжное заземление всех сооружений защищаемого объекта и хорошая электрическая связь между ними не гарантирует полной безопасности. Предпринимаемые меры не устраняют

появление разрядов статического электричества внутри резервуаров. Большинство взрывов происходит от разрядов внутри ёмкостей при надёжно заземлённом оборудовании.

В связи с этим приходится считать, что заземление только частично обеспечивает безопасность операций с нефтепродуктами. Поэтому одновременно с обязательным заземлением необходимо применять и другие средства и способы для устранения разрядов статического электричества или по возможности изыскивать меры и подходы для реализации условий, сводящих влияние разрядов статического электричества к минимуму.

Проводились экспериментальные исследования последствий процесса наливания дизельного топлива в цистерну с остатками бензина. На основании многократного выполнения тестовых опытов сделаны практически важные выводы:

1. Дизельное топливо является абсорбентом паров бензина, снижает их концентрацию в объеме и способно доводить её до взрывоопасных пределов. При наличии источников статического электричества таким способом можно спровоцировать пожары и взрывы в автоцистернах и ж.д.цистернах.

.....

Представленные выводы подтверждены хроникой аварий, возникших при перегрузке нефтепродуктов.

Краткое описание аварии	Комментарий специалистов ОАО «Промприбор»
<p>Дата: 09.03.2003 г. Место: ЗАО «Топливо - заправочная компания» (Кузнечное управление). На складе нефтепродуктов при перекачке дизельного горючего из одного резервуара в другой вместимостью 75 м3 произошел взрыв паров нефтепродукта с последующим возгоранием и проливом в обвалование. Пожар ликвидирован, пострадавших нет.</p>	<p>В соседнем резервуаре ранее находился бензин, и после его откачки там остались пары с концентрацией выше взрывоопасной. При поступлении дизельного топлива в акцепторную емкость концентрация паров снизилась и произошел взрыв из-за разряда статического электричества.</p>
<p>Дата: 31.05.2005 г. Место: ЗАО «Петербургский нефтяной терминал» (Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по городу Санкт-Петербург) При проведении операции по сливу дизельного топлива воспламенились пары нефтепродукта. Оператор сливщик получил смертельную травму.</p>	<p>Дизельное топливо сливалось в резервуар, где находились пары бензина с концентрацией выше взрывоопасной. При поступлении дизельного топлива, концентрация паров снизилась до взрывоопасной, и произошел взрыв из-за разряда статического электричества внутри приёмной ёмкости.</p>
<p>Дата: 05.09.2006 г. Место: ООО «Ульяновск-терминал» НК «ЮКОС» (Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по Ульяновской области) При наливе дизельного топлива в автоцистерну произошел «хлопок» паров нефтепродуктов в горловине автоцистерны и возникло возгорание. Водитель получил</p>	<p>Причина та же, что указывалась ранее.</p>

ожоги тела, от которых впоследствии скончался.	
<p>Дата: 11.12.2006 г Место: ОАО «ЛУКОЙЛ - Ухтанефтепереработка» (Печорское управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора). На участке по отгрузке нефтепродуктов во время наливания дизельного топлива в автоцистерну произошел взрыв с последующим воспламенением, во время которого получены ожоговые травмы.</p>	<p>В ОАО «ЛУКОЙЛ - Ухтанефтепереработка» произошло два похожих взрыва в течение 2-х недель. Первый взрыв был без жертв. В обоих случаях наполнялась дизельным топливом автоцистерна, которая до этого перевозила бензин.</p>

Мембранные технологии (установки OPW, США). Проблема выбора мембран требуемой селективности и проницаемости, ресурса работы, создания повышенных давлений перед мембраной (без возникновения взрывоопасных ситуаций), повышенными энергетическими затратами на осуществление процесса и необходимости введения предварительных фильтрационных, абсорбционных или компрессионных контуров для утилизации выделенных (газообразных) углеводородов делают широкое применение мембранных технологий в настоящее время проблематичным. Отдельный вопрос о возможности использования этой технологии для рекуперации парогазовых потоков, забалластированных продуктами сгорания.

Конденсационные установки («Эрест» МГТУ им. Баумана) для **непосредственного охлаждения паров** нефтепродуктов работают на способе проточного охлаждения паровоздушной смеси до конденсации части углеводородов в жидкую фазу (при атмосферном давлении). Процесс осуществляется в двух последовательно расположенных испарителях-теплообменниках, охлаждаемых с помощью парокомпрессионной холодильной машины, работающей на хладагенте R22/R404. Конструкция испарителей-теплообменников: пластинчато-ребристые с противоточным движением потоков. Паровоздушная смесь (пары нефтепродукта) последовательно проходят оба испарителя-теплообменника, где происходит их охлаждение предварительно до температуры плюс 1,5-2°C, и далее до минус 20°C с образованием конденсата углеводородов и воды. Затем конденсат и воду отделяют. Полученный конденсат возвращают обратно в резервуар хранения нефтепродукта

Преимущества: возможность конденсировать газы, несовместимые с активированным углем; не требуется наличие абсорбента.

Недостатки: из-за подачи ПВС в холодильную машину всю установку необходимо выполнять в пожаровзрывозащищенном исполнении, проблема с льдообразованием, за счет неудачно выбранных конструктивных и технологических решений.

Установки рекуперации паров нефти и нефтепродуктов ООО «Газспецтехника».

В настоящий момент, учитывая существующие в РФ нормативно-технические требования ООО «Газспецтехника» предлагает для рекуперации паров нефти и нефтепродуктов установки основанные на конденсационно-абсорбционной технологии и выпускаемые по двум техническим условиям:

1. по ТУ 3614-001-53976876-2014 – установки с непосредственным охлаждением фреоном в теплообменных аппаратах (установки производительностью по парогазовому потоку до 1000 м³/час), установки периодического действия выполняются с одноступенчатым охлаждением с последующим отогревом теплообменников-конденсаторов, Установки с непрерывным режимом работы выполняются по двухступенчатой схеме охлаждения: первая – «плюс» 3 ° С, вторая – «минус (20÷30) ° С, установки выполнены во взрывозащищённом исполнении (сертификат №ТС RU С-RU.ГБ08.А.00700 серия RU №0239599 о соответствии требованиям Технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011), ГОСТ Р МЭК 600-0-2011, ГОСТ ИЕС 60079-14-2011),
2. по ТУ 3614-001-53976876-2009 – установки с охлаждением в теплообменных аппаратах с использованием промежуточного хладоносителя с двухступенчатой схемой охлаждения: температура хладоносителя первой ступени охлаждения (температура конденсации) – «плюс» 3 ° С, температура хладоносителя второй ступени охлаждения (температура конденсации) – «минус (20÷30)°С, (сертификат соответствия №С-RU.АВ58.В.00264, разрешение Ростехнадзора № РРС 00-045343 на применение на ОПО, Декларация соответствия таможенного союза ТС № RU Д-RU. АЛ16.В.09844).

Критерии, рассматриваемые при разработке комплекса конденсации и рассеивания (ККР).

Основные требования к установке рекуперации:

- установки должны обеспечивать улавливание выбросов ПВС и их возврат (в виде товарного продукта) в резервуары хранения, с эффективностью рекуперации до 80÷95 %;
- безопасность процессов рекуперации (размещение и устройство электрооборудования должны соответствовать действующим нормативно-техническим требованиям);
- высокая надежность на отказ (основные агрегаты должны быть резервированы и включаться автоматически после возможных отказов основных);
- гидравлическое сопротивление установок рекуперации должно быть минимальным;
- выброс загрязняющих веществ должен быть на уровне, обеспечивающим концентрацию, как ЛФУ, так и ОЗ в контрольных точках на границе санитарно-защитной зоны в пределах установленных для предприятия пределах;
- отсутствие или минимизация загрязненных вторичных отходов;
- простота и гибкость процессов рекуперации (автоматическое изменение технологических параметров процесса после изменения объема или температуры выбросов

ПВС);

- вспомогательные технологические вещества или жидкости, используемые в технологиях рекуперации должны быть не токсичны, не пожаровзрывоопасны;
- установки рекуперации должны изготавливаться в модульном исполнении, легко монтироваться с минимальными объемами сварочных и строительных работ;
- потребление энергии может быть менее 0,09 кВт/час на 1 м³ обрабатываемых выбросов ПВС в зависимости от концентрации на входе и требований по уровню выбросов в атмосферу;
- установка рекуперации должна требовать минимального внимания операторов;
- минимальный срок эксплуатации в нормальных операционных условиях должен составлять не менее 10 лет;
- наличие широкой сети гарантийного и постгарантийного обслуживания вспомогательного оборудования (насосы, компрессора, холодильные агрегаты и др.) в регионах;
- установка должна быть приемлема по цене, с окупаемостью, за счет использования или продажи, полученного рекуперированного конденсата.

Выбор приемлемого типа конденсатора включает анализ некоторого количества противоречивых требований. Основные факторы, определяющие тип конденсатора, зависят от того, является ли конденсация полной или частичной, происходит ли конденсация однокомпонентных веществ или многокомпонентных, имеются ли неконденсируемые компоненты.

Нефтяные и природные газы являются смесью индивидуальных углеводородов. Так как индивидуальные составляющие нефтяных и природных газов имеют различные температуры конденсации, то при их охлаждении происходит следующее. При снижении температуры газа наступает момент, когда один из компонентов начинает конденсироваться. Естественно, что первым сконденсируется компонент, температура конденсации которого при его парциальном давлении в данной исходной смеси максимальна. Если предположить равномерное распределение компонентов в исходной смеси, то вначале выпадут в виде конденсата преимущественно компоненты с максимальным значением нормальной температуры конденсации. Углеводородные газы обладают одной важной особенностью: они растворяются в углеводородных жидкостях. Поэтому в жидкую фазу переходят не только те компоненты, которые должны конденсироваться при данных значениях температуры и парциального давления, но и другие, даже те, критическая температура которых значительно ниже температуры смеси в данный момент. Например, смесь, состоящая из 10% мол. метана и 90% мол. пропана в проточной системе может быть полностью сконденсирована при охлаждении до 10 °С при $P = 2,0$ МПа. Таким образом, метан, критическая температура которого - 82 °С, в присутствии пропана при 10 °С и давлении 2,0 МПа превращается в жидкость.

При необходимости конденсации многокомпонентных смесей, имеющих значительную разницу в температурах насыщения компонентов, и при наличии растворимых газов наилучшим образом это можно осуществить при конденсации в трубах, поскольку при конденсации в межтрубном пространстве конденсат срывается с охлаждающих поверхностей и смешивается с паром, сдвук неконденсируемых компонентов также более эффективно осуществляется при конденсации в трубах.

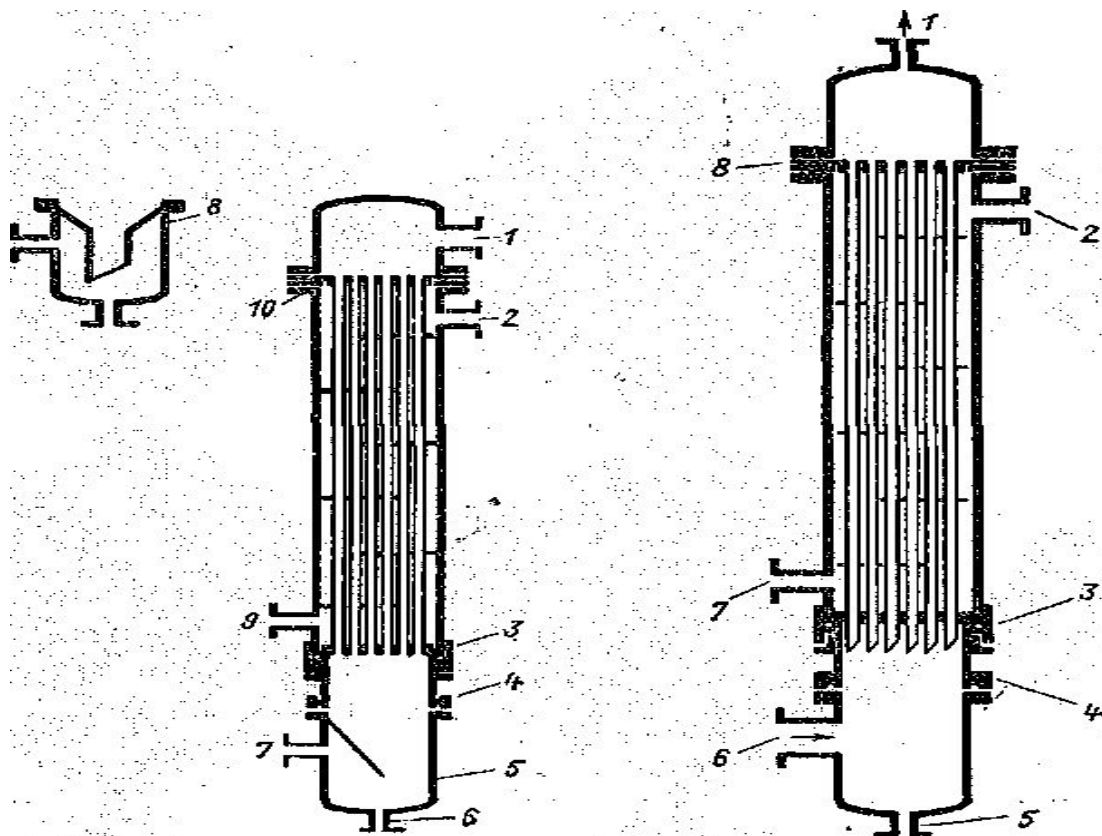


Рис. 1. Вертикальный конденсатор со стеканием конденсата вниз по трубам:

1 - патрубок для подачи пара; 2 - выходной патрубок для хладоносителя; 3 - сливная камера; 4 - фланец с разъемным кольцом; 5 - сепарационная камера с перегородкой; 6 - патрубок, для слива конденсата; 7 - вентиль для выхода пара; 8 - воронкообразный сепаратор; 9 - входной патрубок хладоносителя; 10 - вентиль для сдувок неконденсируемых газов.

Подобные конденсаторы имеют много преимуществ, так как образующийся конденсат постоянно контактирует с холодными стенками и паром. Это обеспечивает конденсацию и абсорбцию (растворение) смесей с широким диапазоном температур кипения компонентов. Конденсат омывает все поверхности, что в определённых ситуациях снижает коррозию.

Выбор технологической схемы с промежуточным теплоносителем в качестве основной для наибольшего количества установок обоснован стремлением:

- максимально увеличить пожаровзрывоопасность процесса рекуперации паров углеводородов,
- возможностью использовать холодильное и насосное оборудование в общепромышленном исполнении и располагать его на необходимом безопасном расстоянии,

- возможностью одновременно производить рекуперацию разных продуктов (в отдельных теплообменниках-конденсаторах).

В месте протекания основных процессов рекуперации и рассеивания, отсутствует оборудование с электропитанием и движущимися частями.

Технология работы ККР заключается в последовательном охлаждении выбросов ПВС до температур - 30°C с последующей сепарацией газа-конденсатной смеси на центробежном сепараторе. Процесс конденсации и сепарации реализуется в конденсато-сепарационных устройствах (совмещенные в едином корпусе теплообменник-конденсатор и центробежный сепаратор). При сепарации газо-конденсатной смеси дополнительно происходят процессы массообмена и теплообмена, а также растворения не сконденсированной части углеводородов на холодном конденсате. Полученный в результате конденсат (рекуперированный продукт) собирается и самотеком сливается в емкость хранения. Остальная часть (3÷15 %) выброса ПВС эжектируется и рассеивается в атмосферу со скоростями до 15÷30 м/сек.

В зависимости от изменения тепловой нагрузки на ККР (изменение объема выброса ПВС или его температуры) холодопроизводительность холодильного агрегата автоматически меняется, что позволяет экономить на потребляемой электроэнергии, при этом постоянно поддерживать заданную температуру конденсации.

Преимущества конденсато-абсорбционной технологии рекуперации выбросов ПВС при сливо-наливных операциях и хранении углеводородов очевидны:

- высокая безопасность технологии рекуперации;
- высокая надежность на отказ;
- простота в монтаже и эксплуатации;
- независимость от состава выбросов ПВС;
- нет расходов на покупку и утилизацию адсорбентов или абсорбента;
- в ходе рекуперации получаем конденсат товарного качества;
- минимальное гидравлическое сопротивление установки рекуперации (ККР);
- приемлемая стоимость;
- автоматизация основного технологического процесса при рекуперации;
- широкая сеть сервиса и обслуживания холодильного оборудования в регионах.

Используя методологию разумно-приемлемой технологии (РПТ) ООО «Газспецтехника» не ограничивает свои предложения только конденсационно-абсорбционной технологией, при определённых условиях Заказчику может быть предложен другой вариант исполнения установки рекуперации паров нефти и нефтепродуктов.

Так для Системы рекуперации паров нефтепродуктов в районе нефтеналивных причалов ОАО «Туапсинский Морской Торговый порт» (ТМТП) г. Туапсе, в связи с наличием у Заказчика большого количества дешевой смеси отработанных нефтепродуктов (СНО), которую не предусматривалось использовать в

технологических процессах и качество которой не нормируется), ООО «Газспецтехника» предлагала использовать эти нефтепродукты в качестве поглощающей жидкости при очистке парогазовых выбросов от паров углеводородов как альтернативный вариант ККР.

ООО «Газспецтехника», имеющая большой опыт разработки, изготовления и внедрения скрубберной техники для санитарной очистки технологических газовых выбросов, предлагала для очистки парогазовых выбросов нефтепродуктов при больших дыханиях ёмкостей («танков») газоочистную установку на основе скруббера Вентури с использованием СНО в качестве орошающей (поглощающей) жидкости.

Эжекторные скрубберы Вентури используются в технике газоочистки в случаях, когда очищаемый газовый поток имеет низкое давление или когда для газоочистки должен быть организован интенсивный массообменный процесс.

ООО «Газспецтехника» имеет опыт реализации проектов, в которых происходила очистка газов от паров нефтепродуктов (установка бескомпрессорного получения битума, установка обжига цветного вторсырья от нефтепродуктов) или абсорбционная очистка газов от химических загрязнений.



Скруббер Вентури в составе установки обжига цветного вторсырья от нефтепродуктов. Производительность по газу 25000 м³/час.

Установка с двумя параллельно работающими скрубберами Вентури для комплексной очистки газов, отходящих из мартеновской печи. Суммарная производительность по газу 75000 м³/час.

Окончательный выбор способа и установки улавливания можно сделать на основании заданной степени рекуперации, разрешённого выброса, технико-экономических показателей с учетом условий объекта, климатических факторов, наличия требуемых ресурсов (электроэнергии, абсорбента, жидкого азота и прочих), надежности эксплуатации оборудования в летний и зимний период, обеспечения пожаровзрывобезопасности размещаемого оборудования на территории НПЗ, нефтебаз, эстакад слива-налива, АЗС и других предприятий, территория которых сама по себе является пожаровзрывоопасной.

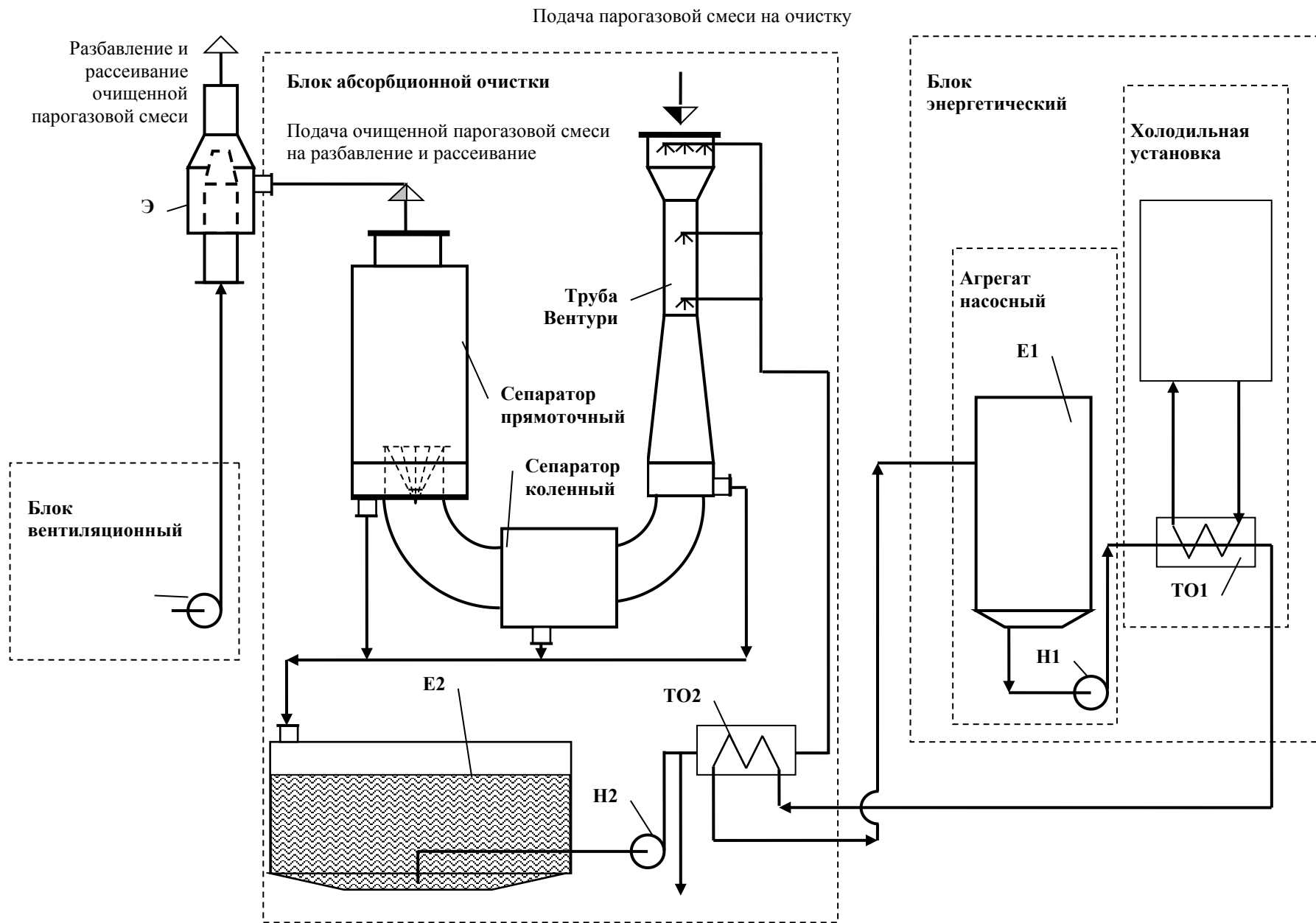


Рис.1. Схема абсорбционной очистки парогазовых выбросов нефтепродуктов.

ТО 1 – теплообменник промежуточного теплоносителя (в составе ХУ); ТО 2 - теплообменник СНО; Н1 – насос промежуточного теплоносителя (в составе АНО); Н2 – насос СНО; Е1 – ёмкость промежуточного теплоносителя (в составе АНО); Е2 – ёмкость (резервуар) СНО; Э – эжектор-рассеиватель, Вн – вентилятор.

Список использованных источников

1. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировании и хранении. Ф.Ф.Абузова, И.С. Бронштейн, В.Ф.Новоселов и др. М., «Недра», 1981,248с.
2. Новые технологии хранения нефтепродуктов. Кирилов Н.П. Энергетика и промышленность России, 2003, №2.
3. Коршак А.А. Современные средства сокращения потерь бензинов от испарения. -Уфа: УГНТУ, 2001, 144с.
4. Система улавливания легких фракций моторных топлив на автозаправочных станциях. А.А.Александров, И.А.Архаров, В.Ю.Емельянов. Холодильная техника, 2004, №3.
5. Обзор действующих систем улавливания паров нефтепродуктов. А.А.Александров, И.А.Архаров, В.Ю.Емельянов. Современная АЗС, 2005, №№ 10, 11, 12.
6. Ржавский Е.А. Методы и средства борьбы с потерями нефти и нефтепродуктов при транспорте и хранении. М. ВНИИОЭНГ, 1969, - 65с. - Тем.обзоры. Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов.
7. ERDOL ERDGAS KOHLE, Jahrgang, Heft 11, November 1989, p.461-462.
8. Ветошкин А.Г. Защита атмосферы от газовых выбросов. Учебное пособие по проектированию. - Пенза: Изд-во Пенз. гос. ун-та, 2004, 271с.
9. Сарданашвили А.Г., Львова А.И. Примеры и задачи по технологии переработки нефти и газа. - 2-е изд. пер. и доп. - М., Химия, 1980, 256с.
10. Иванов О.А., Беляева З.Г. Применение искусственного холода для конденсации и сорбции бензиновых паров из паровоздушных смесей, вытесняемых из резервуаров. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. -1968.-№5. - с.23-25.
11. Тронов В.П. Сепарация газа и сокращения потерь нефти. Казань: «Фэн», 2002, 408с.
12. Справочник по теплообменникам. В двух томах. Перевод с английского под редакцией члена-корреспондента АН СССР Б.С. Петухова. М. Энергоиздат,1987г.
13. Защита атмосферы от промышленных загрязнений. Справочник в двух частях. Под редакцией С. Калверта и Г.М. Инглунда. Перевод с английского. М.,Металлургия,1988г.