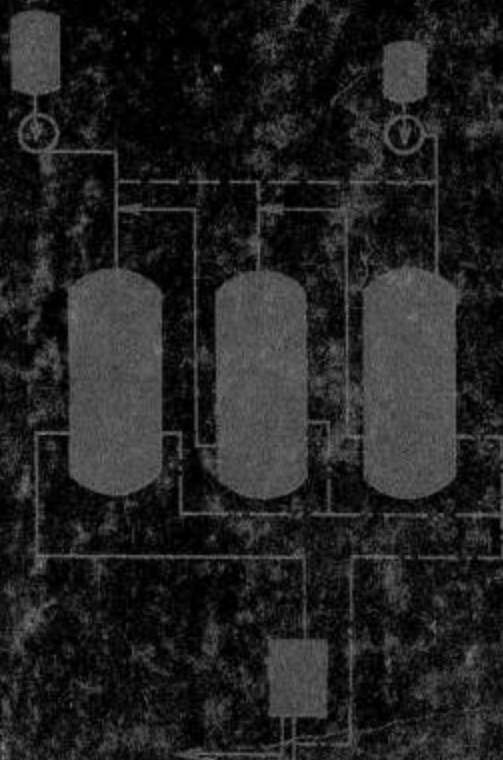


В.С. ЯКОВЛЕВ

Хранение нефтепродуктов Проблемы защиты окружающей среды



«ХИМИЯ»

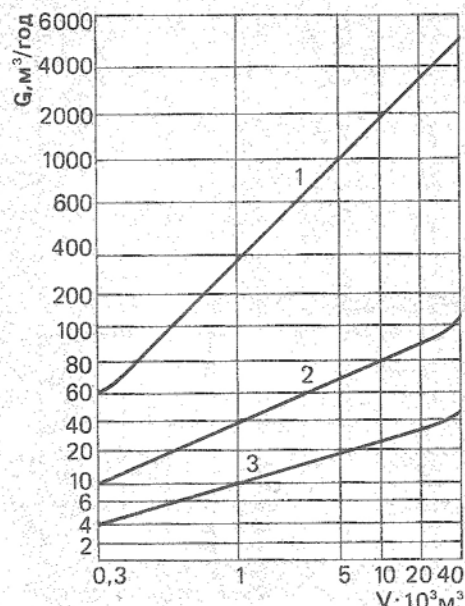


РИС. 3.8. Потери нефтепродуктов из резервуаров с крышами различной конструкции:
1 — стационарная крыша;
2 — плавающая крыша с металлическим затвором;
3 — плавающая крыша с жидкостным затвором

ния годовых потерь (м³/год) полученное значение коэффициента потерь умножают на коэффициент окраски резервуара k_p .

Для определения потерь в резервуарах диаметром более 46 м необходимо умножить потери, найденные для резервуара $D = 46$ м, на отношение $D_{резерв}/46$.

Для приближенных расчетов годовых потерь из-за дыхания резервуаров с плавающей крышей с одинарным затвором можно пользоваться формулой (3.22), а в случае двойного уплотнительного затвора — формулой (3.23):

$$G_{пл} = 4,5PD \quad (3.21); \quad G_{пл} = 1,8PD, \quad (3.22)$$

где $G_{пл}$ — годовые потери, м³; P — давление насыщенных паров, Па; D — диаметр резервуара, м.

Потери нефтепродуктов в результате испарения на стенках резервуара при опускании плавающей крыши (так называемые потери из-за на-

ТАБЛИЦА 3.2. Сравнительные данные о потерях углеводородов из резервуаров при испарении

| Давление паров продукта, КПа | Резервуары всех типов | | В том числе | | | |
|------------------------------|-----------------------|----------------|-----------------------|----------------|--------------------------------|----------------|
| | Число | Потери, тыс. т | со стационарной крыши | | с плавающей крыши или понтоном | |
| | | | число | потери, тыс. т | число | потери, тыс. т |
| 10,5–35,5 | 12933 | 470,0 | 5840 | 406,0 | 7093 | 64,0 |
| 35,5–62,7 | 4753 | 196,0 | 1396 | 135,0 | 3357 | 61,0 |
| 62,7–76,5 | 267 | 25,0 | 49 | 16,0 | 218 | 9,0 |
| Всего | 17953 | 691,0 | 7285 | 557,0 | 10668 | 134,0 |

литания) могут быть определены по следующей формуле [16]:

$$G_H = K_H \frac{4}{D} M / 22,4t, \quad (3.23)$$

где G_H — потери углеводородов, кг/м³; K_H — постоянная, зависящая от свойств нефтепродукта (для бензина $K_H = 0,00231$ м³/м²; для сырой нефти $K_H = 0,000695$ м³/м²); D — диаметр резервуара, м; M — средняя молекулярная масса паров нефтепродукта; t — температура внутренней стенки резервуара, К.

В табл. 3.2 приведены данные США о потерях из резервуаров со стационарными и плавающими крышами (понтами) при различных упругостях паров хранимых продуктов.

Данные табл. 3.2 показывают, что потери из резервуаров со стационарными крышами, составляющих 40% от всех типов резервуаров, больше 80% от общего объема потерь нефтепродуктов при испарении. Эффективность применения плавающих крыш, как следует из графиков, приведенных на рис. 3.8, на 80–96% выше, чем в резервуарах со стационарной крышей.

Таким образом, применение резервуаров с плавающими крышами или понтонами наиболее эффективный или экономически оправданный способ сокращения потерь нефтепродуктов, происходящих в результате испарения в процессе хранения.

3.1.2. Хранение под слоем инертного газа

Хранение нефтепродуктов под слоем инертного (защитного) газа, нагнетаемого в газовое пространство резервуаров, предотвращает испарение, а следовательно и загрязнение воздушного бассейна углеводородами. В качестве защитного газа в зависимости от конкретных условий эксплуатации резервуарных парков можно использовать природный газ, попутный нефтяной газ, не содержащие водорода очищенные газы нефтепереработки, а также инертные газы — азот, диоксид углерода, сжатые дымовые газы. Одно из важных условий применения защитных газов — отсутствие вредного воздействия на качество хранимых нефтепродуктов.

При использовании горючих газов парогазовая смесь, содержащая незначительное количество испарившейся жидкости, применяется в качестве топливного газа (например на НПЗ), а при использовании инертного газа смесь направляется в атмосферу.

Существует два основных метода ограничения испарений из резервуаров хранения — создание газовой подушки и сброс избыточного давления, так называемый направленный выпуск. Выбор наиболее рационального метода определяется парциальным давлением паров продукта и его плотностью в сравнении с теми же характеристиками газообразного азота. Эффективность действия газовой инертной подушки достигается созданием небольшого избыточного давления (2,4–12 Па). Чтобы сбросить избыточное давление, которое возникает в резервуаре, азот по мере необходимости выпускают в атмосферу.

Конструкция узла, регулирующего давление инертного газа, должна обладать достаточной чувствительностью и обеспечивать сброс в атмосферу минимального количества азота.

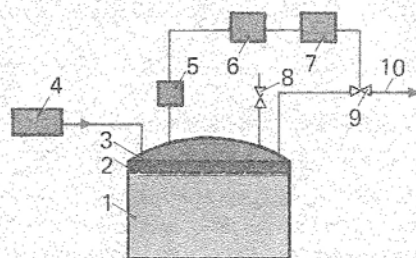


РИС. 3.9. Схема хранения нефтепродуктов под слоем инертного газа:

- 1 — нефтепродукт;
- 2 — пары продукта;
- 3 — слой газообразного азота;
- 4 — регулируемая подача азота под низким давлением;
- 5 — датчик давления;
- 6 — регулятор давления;
- 7 — электропневматический преобразователь;
- 8 — предохранительный клапан;
- 9 — регулирующий клапан;
- 10 — регулируемый выпуск азота

На рис. 3.9 показана схема хранения нефтепродуктов под слоем инертного газа. Подача азота в резервуар поддерживается постоянно при низком давлении.

Датчик давления с переменным магнитным сопротивлением представляет собой устройство, в котором единственной движущейся частью является коррозийностойкая мембрана, закрепленная между двумя магнитными сердечниками. Под давлением азота мембрана прогибается, магнитное сопротивление цепи и выходной сигнал электрической цепи изменяются пропорционально изменению давления азота. Выходной сигнал датчика давления через регулятор давления воздействует на электропневматический преобразователь, который подает сжатый воздух для привода мембранного регулирующего клапана. Этот клапан при необходимости выпускает азот в атмосферу до установления заданного давления азота в газовом пространстве резервуара.

В случае хранения легколетучих или имеющих низкую плотность паров жидкостей (например бензина), обладающих высоким коэффициентом диффузии, используют систему направленного выпуска. Схему установки, используемой в этом случае, аналогична изображенной на рис. 9.3, но в ней отсутствует узел подачи азота.

Использование защитного газа в системе газовой обвязки резервуара одного парка одного из НПЗ [24] позволило покрывать 3% потребности нефтеперерабатывающего завода в топливе за счет использования паров хранимой жидкости и защитного газа. Авторы работы [24] утверждают, что применение защитного газа может быть экономически эффективным, если имеется источник поставки газа, стоимость которого (в пересчете на теплоту сгорания) ниже стоимости мазута и потребителя газовой смеси находится на небольшом расстоянии.

Принципиальная схема хранения нефтепродуктов с применением защитного газа приведена на рис. 3.10.

При образовании в газовом пространстве резервуара вакуума (98 Па) срабатывает автономный регулятор и подает защитный газ в газовое пространство резервуара, предупреждая срабатывание вакуумного дыхательного клапана, отрегулированного на давление 196 Па. Один регулятор может обслуживать несколько резервуаров. Для предотвращения загрязнения нефтепродуктов парами других нефтепродуктов, находящихся в соседних резервуарах, устанавливают обратный клапан, срабатывающий при перепаде давления в системе резервуар-газовая обвязка выше 24,5 Па.

Выходящие из резервуара пары нефтепродуктов вместе с защитным газом собирают в газгольдере, причем переток происходит в результате

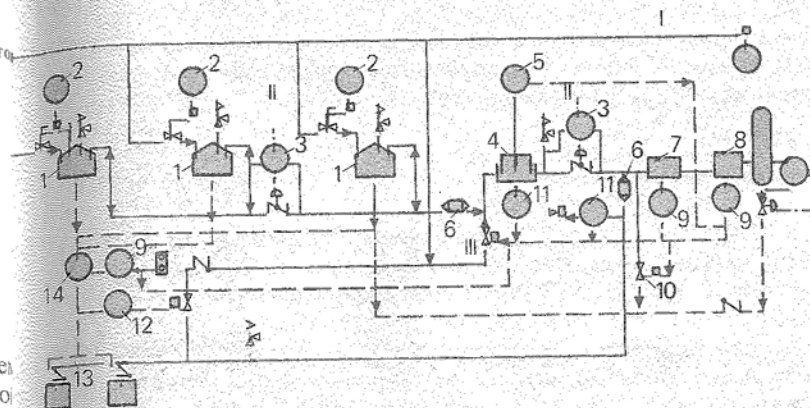


РИС. 3.10. Принципиальная схема хранения с применением защитного газа и системой улавливания паров нефтепродуктов:

- 1 — резервуар со стационарной крышей;
- 2 — регулятор давления;
- 3 — датчик перепада давления;
- 4 — газгольдер;
- 5 — датчик уровня;
- 6 — огнепреградитель;
- 7 — компрессор;
- 8 — сепаратор;
- 9 — электродвигатель;
- 10 — клапан для выхода газов в атмосферу;
- 11 — анализатор кислорода;
- 12 — датчик расхода;
- 1 — подача защитного газа;
- II — в атмосферу;
- III — продувка; — газ; — жидкость

небольшой разницы в давлениях газового пространства под конической крышей резервуара и газгольдера через обратный клапан и огнепреградитель, предотвращая срабатывание предохранительных клапанов. Когда диафрагма газгольдера приближается к верхнему положению, включаются (через реле уровня) компрессор и испарительный конденсатор, и парогазовая смесь поступает в дополнительный газгольдер. При удалении из основного газгольдера паров и опускании диафрагмы реле уровня останавливает компрессор и конденсатор. Конденсат возвращается в резервуары. Количество защитного газа и уловленных паров измеряют счетчиками.

Одно из важных условий работы автоматической системы — контроль за концентрацией кислорода в газгольдере. При достижении 10% от верхнего предела взрываемости (ВПВ) газгольдер автоматически продувается защитным газом.

Для расчета объема уходящих из резервуара паров продукта и защитного газа предложена преобразованная эмпирическая зависимость для расчета «малых дыханий».

$$V_m = \frac{1,9 \cdot 10^{-5} \rho (507 + 9/5 t_2) P t_1^{0,5} D^{1,73} H^{0,51}}{M_n p^{0,32} (P - p)^{0,68}}, \quad (3.24)$$

где ρ — плотность нефтепродукта в резервуаре; t_1 — максимальная среднесуточная разность температур, °C; t_2 — температура нефтепродукта в резервуаре, °C; P — среднегодовое атмосферное давление, Па; D — диаметр резервуара, м; H — среднегодовая высота газового пространства в резервуаре, м; M_n — молекулярная масса паров нефтепродукта; p — парциальное давление паров нефтепродукта при температуре t_2 .

«Большие дыхания» равны объему вытесняемых нефтепродуктом па-

ров, с учетом того, что в результате увеличения газового пространства объем большого вдоха V не превышает сумму объемов малого (V_m) и большого ($V_{б.в}$) выдохов во всей системе

$$V = \frac{G(P - p)}{P}, \quad (3.2)$$

Здесь G — расход продукта при откачке из резервуара, m^3/min , т.е. в этом случае увеличение объема газового пространства резервуара в соответствии с законом Рауля компенсируется испарением нефтепродукта.

Степень заполнения резервуаров, а соответственно объем газового пространства, влияет на потери нефтепродуктов при испарении. Потери нефтепродуктов (в % за год) по климатическим зонам в зависимости от степени заполнения резервуара приведены ниже:

| Степень заполнения резервуара | Средняя зона | Южная зона |
|-------------------------------|--------------|------------|
| 90 | 0,3 | 0,4 |
| 80 | 0,6 | 0,9 |
| 70 | 1,0 | 1,5 |
| 60 | 1,6 | 2,3 |
| 40 | 3,6 | 5,2 |
| 20 | 9,6 | 13,6 |

Как следует из приведенных данных, одним из путей снижения загрязнения окружающей среды нефтепродуктами при хранении является максимальное (до 95–98%) заполнение резервуаров.

3.1.3. Улавливание и регенерация нефтепродуктов

Сокращение потерь углеводородов, основанное на абсорбционно-адсорбционном и эжекционном принципах улавливания их из паровоздушных смесей, относится к достаточно эффективным, но менее распространенным способам снижения загрязнения воздушного бассейна парами нефтепродуктов.

Снижение потерь в процессе «малых и больших дыханий» достигается применением адсорбционно-десорбционной установки [25], принципиальная схема которой приведена на рис. 3.11.

При заполнении резервуара или при повышении температуры окружающей среды пары углеводородов проходят слой адсорбента, во время опорожнения резервуара или при понижении температуры окружающей среды воздух засасывается в резервуар через слой адсорбента, при этом происходит десорбция и возврат в резервуар регенерированных углеводородов. Наиболее эффективна и экономична система с шариковым сополимерным адсорбентом, которая практически полностью исключает потери продукта при дыхании резервуаров.

Установка для улавливания паров нефтепродуктов путем снижения температуры газового пространства резервуара показана на рис. 3.12.

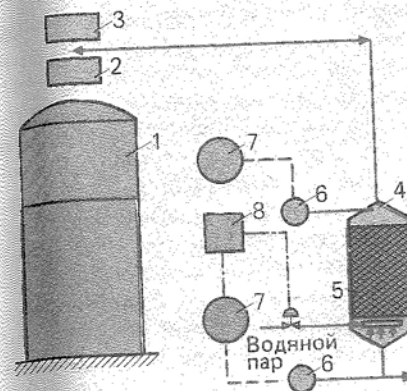


РИС. 3.11. Схема адсорбционно-десорбционного улавливания паров нефтепродуктов:

- 1 — резервуар;
- 2 — огнепреградитель;
- 3 — предохранительный клапан;
- 4 — адсорбер-десорбер;
- 5 — сополимерная насадка;
- 6 — термонара;
- 7 — регулятор температуры;
- 8 — переключатель системы регулирования температуры

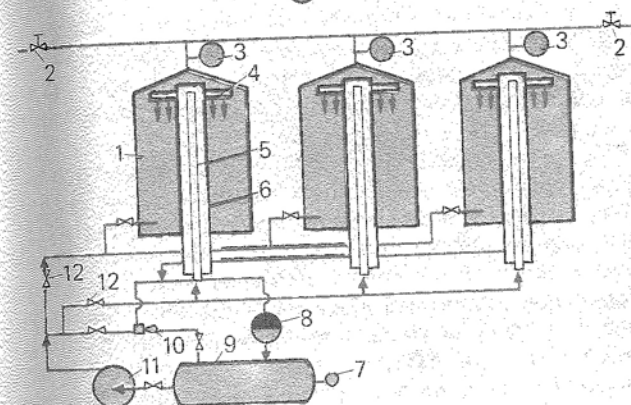


РИС. 3.12. Схема установки утилизации паров нефтепродуктов в резервуарах:

- 1 — резервуар;
- 2 — распределительное устройство;
- 3 — насос;
- 4 — эжектор;
- I — приемный трубопровод;
- II — газоравнительный трубопровод

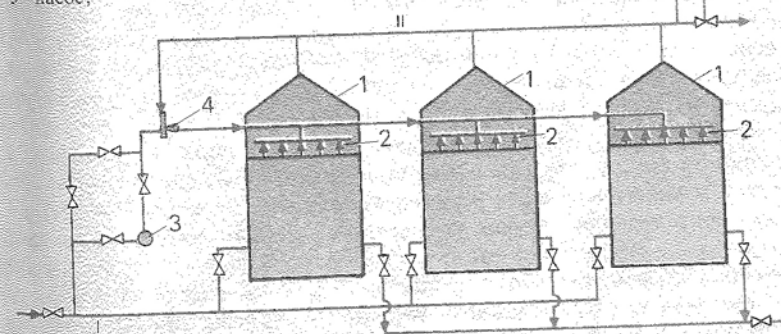


РИС. 3.13. Схема автоматической системы управления процессом улавливания паров при хранении нефтепродуктов:

- 1 — резервуар;
- 2 — дыхательный клапан;
- 3 — датчик давления;
- 4 — распределительное устройство;
- 5, 6 — наружная и внутренняя трубы;
- 7 — задвижка;
- 8 — обратный клапан;
- 9 — сборник конденсата;
- 10 — эжектор;
- 11 — насос;
- 12 — регулятор уровня;
- I — верхняя газоравнительная линия;
- II — нижняя газоравнительная линия