

И.Р. Кузеев, Е.В. Давыдова, Е.Н. Буркина

ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ АБСОРБЦИОННОЙ ГАЗОФРАКЦИОНИРУЮЩЕЙ УСТАНОВКИ

Статья посвящена проблеме повышения безопасности установок нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. В качестве альтернативного метода решения данной задачи предлагается рассредотачивать оборудование на расстояние, равное радиусу полных разрушений

В настоящее время к опасным производственным объектам (ОПО) предъявляются требования, направленные, прежде всего, на предотвращение возникновения аварийных ситуаций и минимизацию ущерба. Доминирующее положение при этом должна занимать превентивная направленность задач повышения уровня безопасности.

Проведение анализа опасности сложной технической системы (СТС) должно основываться на методике, обеспечивающей достоверные и удобные для дальнейшего оперирования результаты. В то же время входящие данные должны быть доступными.

Среди существующих методов снижения опасности аварий на нефтехимических и нефтеперерабатывающих производствах можно выделить следующие:

1. Промежуточное хранение потенциально опасных продуктов. Создание складов промежуточного хранения полупродуктов и их объемы должны быть максимально ограничены, а необходимость такого хранения должна научно и технологически обосновываться.

2. Энергоносители технологических систем. Тепломассообменная аппаратура гигантских размеров является источником наибольших потенциальных

энергий (необходимо уменьшение размеров). Созданию технологий с максимальной безопасностью способствует также замена веществ, участвующих в процессах экстракции и тепломассообмена, абсорберов, десорберов, очистителей газов, растворителей на менее опасные. Безопасность технологических объектов во многом обуславливается рассредоточенностью энергоносителей, достигаемой рациональным секционированием технологических линий.

3. Размещение производственных объектов. Максимальное рассредоточение объектов с большими энергетическими потенциалами.

4. Надежность оборудования. При выборе оборудования для потенциально опасного объекта изготовителю должно быть известно, по каким функциям оборудование должно иметь повышенную или абсолютную надежность. Это позволит избежать неоправданного усложнения конструкций машин и оборудования при сохранении заданной надежности и экономичности.

5. Системы управления и защиты. При проектировании ОПО требуются оригинальные решения, позволяющие совместить устойчивость технологических процессов и их надежную противоаварийную защиту.

Остаточный ресурс нефтегазового оборудования

6. Подготовка персонала и регулярное проигрывание возможных аварийных ситуаций.

При проектировании СТС одним из главных факторов, определяющих опасность, является расположение оборудования. Поскольку расстояния между аппаратами любой установки строго ограничиваются с точки зрения минимизации материальных и энергетических ресурсов, для решения задачи оптимизации расположения оборудования в привязке к опасности каждого аппарата необходим подход, основанный на уменьшении воздействия при аварийной ситуации аппаратов друг на друга.

Автором [4] предложена методика оптимизации расположения оборудования, в основе которой лежит значение энергопотенциала взрывоопасности. Аппараты установки предлагается располагать так, чтобы каждый из них был вне зоны полных разрушений соседних аппаратов.

Апробация данной методики осуществлена на примере абсорбционной газодиффузионной установки (АГФУ).

АГФУ предназначена для сбора, компремирования, разделения жирных газов, рефлюксов и стабилизации бензинов термических крекингов, факельных конденсатов, конденсата прямогонного газа.

Очищенный от сероводорода жирный газ термических, каталитических крекингов поступает в отбойник конденсата Е-1. Газовый конденсат из емкости Е-1 поступает в емкость тощего абсорбента Е-4. На верхнюю тарелку абсорбера К-1 насосом из емкости Е-4 подается абсорбент (нестабильный бензин термических, каталитических крекингов, легкий бензин установки ЛЧ-24-7, конденсат

прямогонного газа, факельный конденсат). Газ из Е-1 поступает под нижнюю тарелку абсорбера К-1. Насыщенный абсорбент из абсорбера К-1 нагревается в теплообменнике Т-10 и поступает на загрузку в десорбер К-4.

В К-4 из насыщенного абсорбента десорбируются целевые компоненты, которые с верха К-4 поступают на конденсацию в аппарат воздушного охлаждения Т-13 и затем в сырьевую емкость блока ректификации Е-8. Сюда же поступает рефлюкс с термических, каталитических крекингов. Рефлюкс из Е-8 направляется в подогреватель Т-15 и далее на загрузку блока ректификации – пропановой колонны К-6.

Подвод тепла в низ К-4 осуществляется путем циркуляции «горячей струи». Для этого абсорбент с низа К-4 прокачивается через конвекционные и радиантные змеевики печи П-2 и поступает в низ К-4.

Тощий абсорбент – стабильный бензин – из К-4 поступает в Е-4, откуда подается на орошение колонны К-1. Из Е-8 рефлюкс через подогреватель Е-15 подается на загрузку К-6. Пары пропанпропиленовой фракции (ППФ) с верха К-6 конденсируются в аппарате воздушного охлаждения Т-19 и поступают в емкость орошения Е-10 пропановой колонны К-6. Жидкая ППФ подается на орошение К-6. Газообразная ППФ из Е-10 поступает в линию сухого газа. Остаток из К-6 перетекает в подогреватель низа Т-20 пропановой колонны К-6, создавая паровой поток по колонне.

Остаток из Т-20 самотеком поступает на загрузку бутановой колонны К-7. Пары бутан-бутиленовой фракции (ББФ) с верха К-7 конденсируются в аппарате воздушного охлаждения Т-21 и поступают в емкость орошения бутановой колонны Е-12. Жидкая ББФ из Е-12 подается на орошение К-7. Остаток из Т-22 (газовый бен-

Остаточный ресурс нефтегазового оборудования

зин) перетекает в подогреватели низа бутановой колонны К-7, где за счет теплоносителя из него отпаривается ББФ, которая в виде паров возвращается вниз К-7, создавая паровой поток в колонне.

В таблице 1 приведена краткая характеристика технологического оборудования установки АГФУ.

Таблица 1 - Краткая характеристика технологического оборудования АГФУ

№	Наименование оборудования	Номер позиции по схеме	Кол-во	Материал	Технологическая характеристика
1	Абсорбер, для извлечения газа пропан-пропиленовой, бутан-бутиленовой фракции	К-1	1	Корпус: 09Г2С(м) Днище: 09Г2С(м)	$H=42828$ $D=1800/2200$ мм n-тарелок – 42 колпачковых и 4 отбойных $V=143$ м ³ $P_{расч.}=2,6$ МПа $T=100$ °С
2	Десорбер, для извлечения из деэтанализованного абсорбента пропан-пропиленовой и бутан-бутиленовой фракции	К-4	1	09Г2С(м)	$H=32020$ $D=2200/3600$ мм n-тарелок – 30 клп. 15 и клапан - 15 $V=300$ м ³ $P_{расч.}=1,2$ МПа $T_в=+150$ °С $T_н=+300$ °С
3	Пропановая колонна, для получения из рефлюкса газообразной пропан-пропиленовой фракции	К-6	1	Корпус: 16ГСсп Днище: 16ГСсп	$H=35178$ $D=2400$ мм n-тарелок – 45 клп. $V=151$ м ³ $P_{расч.}=2,0$ МПа $T_в=+80$ °С $T_н=+15$ °С
4	Бутановая колонна, для получения бутан-бутиленовой фракции	К-7	1	Корпус: Вмст3сп Днище: Вмст3сп	$H=35178$ $D=2200$ мм n-тарелок – 44 клп. $V=122$ м ³ $P_{расч.}=1,0$ МПа $T_в=+100$ °С $T_н=+180$ °С
5	Отбойник конденсата на приеме компрессоров	Е-1	1	Корпус: ВМ Ст3 Днище: ВМ Ст3	$V=25$ м ³ $D=2000$ мм $P_{расч.}=1,0$ МПа $T=+10$ °С
6	Емкость тощего абсорбента	Е-4	1	Корпус: Ст. 3 Днище: Ст. 3	$V=45$ м ³ $D=2208$ мм $P_{расч.}=0,5$ МПа
7	Приемник рефлюкса	Е-8	1	Корпус: Ст. 3 Днище: Ст. 3	$V=21$ м ³ $D=1804$ мм

Остаточный ресурс нефтегазового оборудования

№	Наименование оборудования	Номер позиции по схеме	Кол-во	Материал	Технологическая характеристика
					$P_{расч.} = 2,0 \text{ МПа}$ $T_{раб.} = +40 \text{ }^\circ\text{C}$
8	Емкость орошения пропановой колонны	Е-10	1	Корпус: 20 Ксп Днище: 20 Ксп	$V = 50 \text{ м}^3$ $D = 2400 \text{ мм}$ $P_{расч.} = 1,8 \text{ МПа}$ $T_{раб.} = +40 \text{ }^\circ\text{C}$
9	Емкость орошения бутановой колонны	Е-12	1	Корпус: Вмст3 Днище: Вмст3	$V = 40 \text{ м}^3$ $D = 2400 \text{ мм}$ $P_{расч.} = 0,8 \text{ МПа}$ $T_{раб.} = +40 \text{ }^\circ\text{C}$
10	Печь горячей струи	П-2	1	X5M	Тепл. мощность 9 млн. Ккал Кол-во труб: 80 $D_{труб} = 152 \times 9, L = 9 \text{ м}$
11	Подогреватель сырья К-4	Т-10	1	Корпус: 09Г2С Днище: 09Г2С Труба: ст. 10	$F = 569 \text{ м}^2$ $P_{корп} = 2,5 \text{ МПа}$ $P_{труб} = 2,5 \text{ МПа}$ $T_{корп} = 400 \text{ }^\circ\text{C}$ $T_{труб} = 400 \text{ }^\circ\text{C}$
12	Холодильник тощего абсорбента	Т-12	1	Корпус: Вст. 3сп. 5, 16ГС, 09Г2С Днище: Вст. 3сп. 5 Труба: ст. 10	$F = 109 \text{ м}^2$ $P_{корп} = 4,0 \text{ МПа}$ $P_{труб} = 4,0 \text{ МПа}$ $T_{корп} = 100-400 \text{ }^\circ\text{C}$ $T_{труб} = 100-400 \text{ }^\circ\text{C}$
13	Холодильник жирного газа	Т-19/1	2	Труба, крышка: X18Н10Т	$P = 2,5 \text{ Па}$ $F_{ребр.} = 2500 \text{ м}^2$ $F_{внутр.} = 222 \text{ м}^2$
14	Холодильник пропановой колонны	Т-19	1	Труба, крышка: X18Н10Т	$P_{усл} = 2,5 \text{ Па}$ $F_{ребр.} = 2500 \text{ м}^2$ $F_{внутр.} = 322 \text{ м}^2$
15	Холодильник бутан-бутиленовой фракции	Т-21	1	Корпус: 16ГС Днище: 16ГС Труба: ст. 10	$F = 342 \text{ м}^2$ $P_{корп} = 4,0 \text{ МПа}$ $P_{труб} = 4,0 \text{ МПа}$ $T_{корп} \text{ до } 100 \text{ }^\circ\text{C}$ $T_{труб} \text{ до } 100 \text{ }^\circ\text{C}$

Принципиальная технологическая схема установки АГФУ приведена на рисунке 1.

Энергетический потенциал взрывоопасности каждого аппарата E_i (кДж) рассчитывается согласно ПБ 09-540-03 [1], который определяется полной энергией сгорания парогазовой фазы, находящейся в блоке, с учетом величины работы ее адиабатического расширения, а также величины энергии полного сгорания ис-

парившейся жидкости с максимально возможной площади ее пролива. Расчет энергопотенциалов взрывоопасности аппаратов установки АГФУ произведен с помощью справочно-расчетной системы по пожаровзрывобезопасности «ПВ-безопасность» (версия 3.X) и представлен в таблице 2.

Величина безразмерного коэффициента K^0 , характеризующего неустойчивость аппаратов к воздействию ударной

Остаточный ресурс нефтегазового оборудования

волны, определялась по виду оборудования и максимальной величине воздействия избыточного давления ударной волны на это оборудование. Наиболее опасное оборудование данной установки, характеризующееся максимальными значениями как энергопотенциала взрывоопасности, так и радиуса полных разрушений, обусловлено высокой рабочей температурой происходящих технологических процессов и наличием в аппаратах больших объемов легковоспламеняющейся жидкости.

Как видно из таблицы 2 наиболее опасным аппаратом является десорбер К-4.

Для учета взаимного влияния аппаратов друг на друга использовался показатель – вес связи, L_{ij} , который оценивался как число технологических связей между аппаратами. Для рассматриваемых аппаратов веса связей представлены в таблице 3.

По методике [4] уменьшить опасность установки предлагается путем изменения расположения оборудования. В качестве критерия минимизации расстояний между аппаратами был выбран радиус полных разрушений. Поскольку степень влияния соседних аппаратов друг на друга различна, для расчета используется максимальное значение радиуса полных разрушений сравниваемых аппаратов.

В таблице 4 в матрицу сведены безопасные расстояния R_{ij}^0 между аппаратами установки АГФУ.

Под оптимизацией расположения аппаратов понимается минимизация целевой функции F при наличии ограничений в виде неравенств C_k и равенств Seq_k .

Целевая функция, необходимая для оптимизации расположения аппаратов, это сумма расстояний между всеми аппаратами с учетом весов связей L_{ij} между ними, определяется следующим образом:

$$F = \sum_{i=1; j=i+1}^{n-1; n} (L_{ij} + 0,001) \sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2}$$

где L_{ij} – вес связи аппаратов;

n – число аппаратов.

Расстояния между аппаратами на идентичных установках различных заводов могут существенно отличаться друг от друга, поэтому в приведенных расчетах координаты аппаратов АГФУ были заданы с помощью генератора случайных чисел.

По окончании оптимизации получаем значение целевой функции F и значения новых координат аппаратов x_i^* , y_i^*

На рисунке 2 приведен исходный план расположения оборудования установки без учета веса связей между аппаратами, т.е. $L(i, j)=1$ при $i=1, n-1; j=i, n$. Зоны полных разрушений представлены окружностями, центры которых являются центрами аппаратов. Как видно, все аппараты установки попадают в зону полных разрушений, что предполагает их повреждение в случае аварии, повлекшей взрыв.

На рисунке 3 приведен предложенный оптимизированный план расположения оборудования рассматриваемой установки АГФУ. Оптимизация предполагает, что все аппараты будут находиться вне зоны полных разрушений соседних аппаратов, следовательно, для каждого коэффициент K^0 будет равным 3,8.

Площадь установки при рассредоточении аппаратов на безопасные расстояния без использования данной методики в 1,5 раза превышает площадь установки после предложенной оптимизации. Этот факт свидетельствует о том, что незначительное изменение местоположения аппаратов установок может существенным образом повысить ее безопасность.

ПЕГАЗ

ПЕГАЗ

ПЕГАЗ

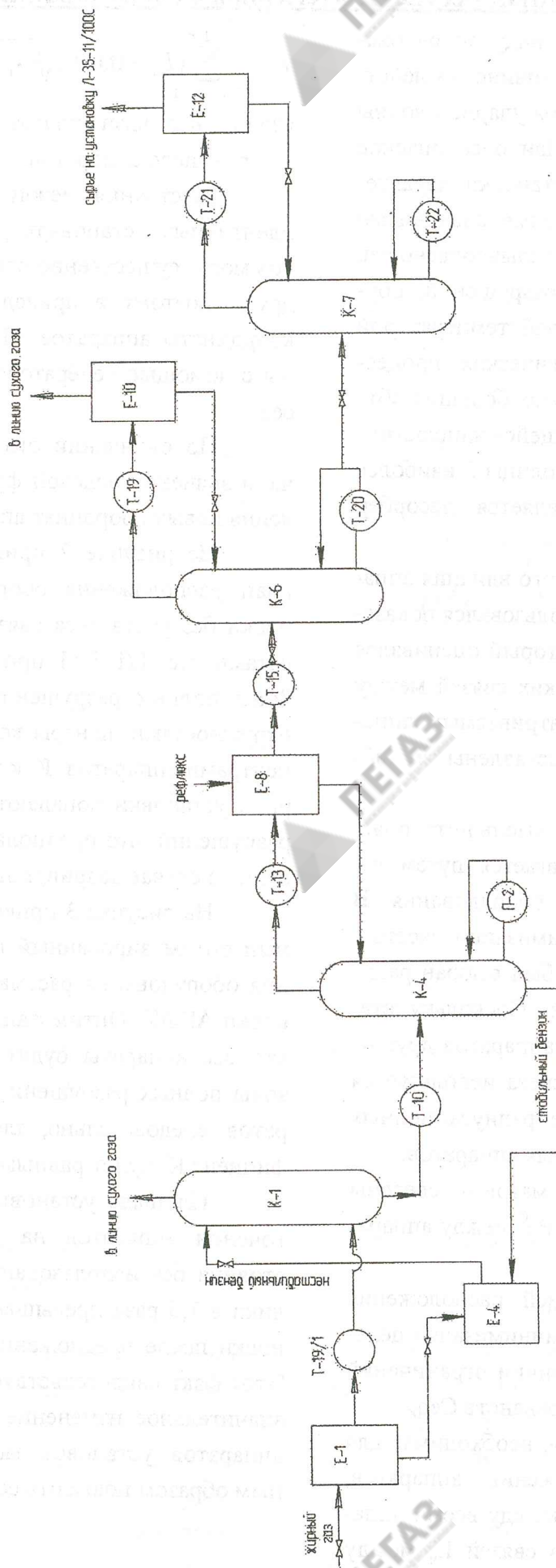


Рисунок 1 - Принципиальная технологическая схема установки АГФУ

ПЕГАЗ

ПЕГАЗ

ПЕГАЗ

ПЕГАЗ

ПЕГАЗ

ПЕГАЗ

Остаточный ресурс нефтегазового оборудования

Таблица 2 – Энергопотенциалы взрывоопасности аппаратов установки АГФУ

№№ пп.	Индекс аппарата по схеме	Энергопотенциал взрывоопасности, Е, кДж	Радиус полных разрушений, м	Радиус минимальных разрушений, м	К ⁰
1	К-4	1,355e+09	89,25	1315,33	7,26
2	Т-10	8,129e+08	74,14	1092,58	6,09
3	П-2	7,688e+08	72,40	1066,87	6,09
4	Т-15	5,846e+08	65,11	959,49	6,09
5	К-1	4,82e+08	59,10	884,19	7,26
6	К-7	4,138e+08	56,03	825,70	7,26
7	К-6	2,044e+08	38,91	573,41	7,26
8	Е-10	1,803e+08	36,03	530,96	4,47
9	Е-13	1,803e+08	36,03	530,96	4,47
10	Т-20	1,494e+08	32,34	476,53	6,09
11	Т-22	1,494e+08	32,34	476,53	6,09
12	Е-4	5,623e+07	14,79	184,96	4,47
13	Е-1	1,363e+07	6,77	207,00	4,47
14	Т-13	5,72e+06	3,79	55,90	6,09
15	Е-8	4,377e+06	3,17	46,77	4,47
16	Т-19/1	2,669e+06	2,28	33,63	6,09
17	Т-19	1,101e+06	1,26	18,631	6,09
18	Т-21	1,101e+06	1,26	18,631	6,09

Таблица 3 - Веса связей L_{ij} между аппаратами установки АГФУ

№ аппарата	Индекс аппарата по схеме	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	Е-8	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
2	Т-15	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
3	Т-19/1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
4	Т-19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
5	Т-21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0
6	Т-20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	0	0	0
7	Т-22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0
8	Е-1	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Е-4	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0
10	Е-10	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
11	Е-13	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
12	К-1	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0
13	К-4	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	2	1	1
14	К-6	0	1	0	1	0	2	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
15	К-7	0	0	0	0	1	1	2	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
16	П-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0
17	Т-10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0
18	Т-13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0

Таблица 4 - Матрица безопасных расстояний R_{ij}^0 между аппаратами установки АГФУ

№ аппарата	Индекс аппарата по схеме	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	Е-4	0	36,03	36,03	36,03	36,03	36,03	36,03	36,03	36,03	36,03	89,25	74,14	72,40	65,11	59,1	56,03	38,91	36,03
2	Е-1	36,03	0	32,34	32,34	32,34	32,34	32,34	32,34	32,34	32,34	89,25	74,14	72,40	65,11	59,1	56,03	38,91	36,03
3	Т-13	36,03	32,34	0	32,34	32,34	32,34	32,34	32,34	32,34	32,34	89,25	74,14	72,40	65,11	59,1	56,03	38,91	36,03
4	Е-8	36,03	32,34	32,34	0	14,79	14,79	14,79	14,79	14,79	14,79	89,25	74,14	72,40	65,11	59,1	56,03	38,91	36,03
5	Т-19/1	36,03	32,34	32,34	32,34	14,79	0	6,77	6,77	6,77	6,77	89,25	74,14	72,40	65,11	59,1	56,03	38,91	36,03
6	Т-19	36,03	32,34	32,34	32,34	14,79	6,77	0	3,79	3,79	3,79	89,25	74,14	72,40	65,11	59,1	56,03	38,91	36,03
7	Т-21	36,03	32,34	32,34	32,34	14,79	6,77	6,77	0	3,17	3,17	89,25	74,14	72,40	65,11	59,1	56,03	38,91	36,03
8	К-4	36,03	32,34	32,34	32,34	14,79	6,77	3,79	3,17	0	2,28	89,25	74,14	72,40	65,11	59,1	56,03	38,91	36,03
9	Т-10	36,03	32,34	32,34	32,34	14,79	6,77	3,79	3,17	2,28	1,26	89,25	74,14	72,40	65,11	59,1	56,03	38,91	36,03
10	П-2	36,03	32,34	32,34	32,34	14,79	6,77	3,79	3,17	2,28	0	89,25	74,14	72,40	65,11	59,1	56,03	38,91	36,03
11	Т-15	89,25	89,25	89,25	89,25	89,25	89,25	89,25	89,25	89,25	89,25	0	89,25	89,25	89,25	89,25	89,25	89,25	89,25
12	К-1	74,14	74,14	74,14	74,14	74,14	74,14	74,14	74,14	74,14	74,14	89,25	0	74,14	74,14	74,14	74,14	74,14	74,14
13	К-7	72,40	72,40	72,40	72,40	72,40	72,40	72,40	72,40	72,40	72,40	89,25	74,14	0	72,40	72,40	72,40	72,40	72,40
14	К-6	65,11	65,11	65,11	65,11	65,11	65,11	65,11	65,11	65,11	65,11	89,25	74,14	72,40	0	65,11	65,11	65,11	65,11
15	Е-10	59,10	59,10	59,1	59,10	59,10	59,10	59,10	59,10	59,10	59,10	89,25	74,14	72,40	65,11	0	59,10	59,10	59,10
16	Е-4	56,03	56,03	56,03	56,03	56,03	56,03	56,03	56,03	56,03	56,03	89,25	74,14	72,40	65,11	59,10	0	56,03	56,03
17	Е-1	38,91	38,91	38,91	38,91	38,91	38,91	38,91	38,91	38,91	38,91	89,25	74,14	72,40	65,11	59,10	56,03	0	38,91
18	Т-13	36,03	36,03	36,03	36,03	36,03	36,03	36,03	36,03	36,03	36,03	89,25	74,14	72,40	65,11	59,10	56,03	38,91	0

Остаточный ресурс нефтегазового оборудования

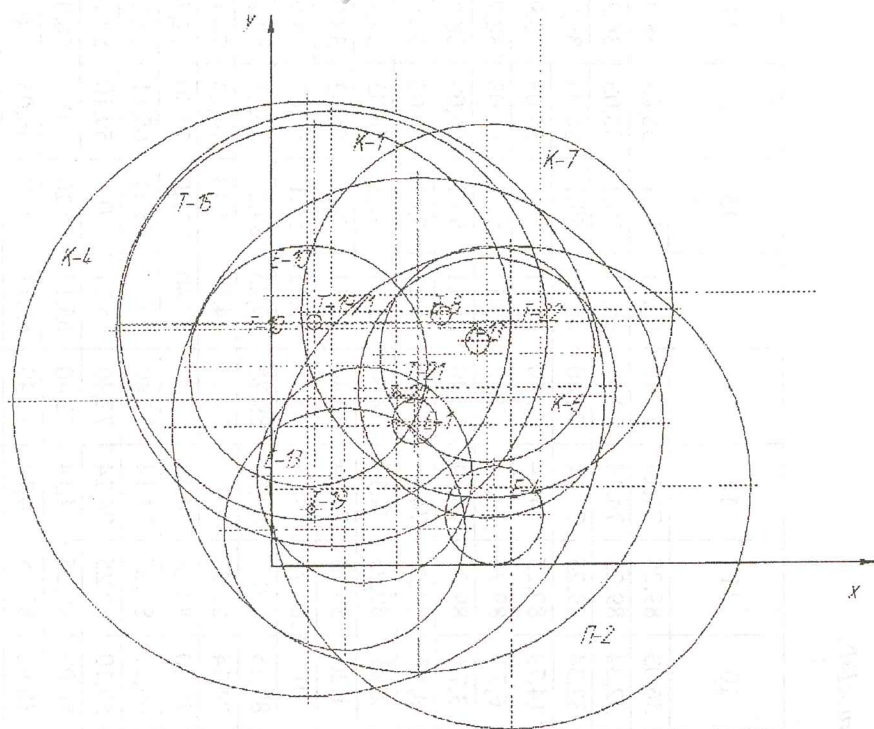


Рисунок 2 – Исходный план расположения оборудования установки АГФУ

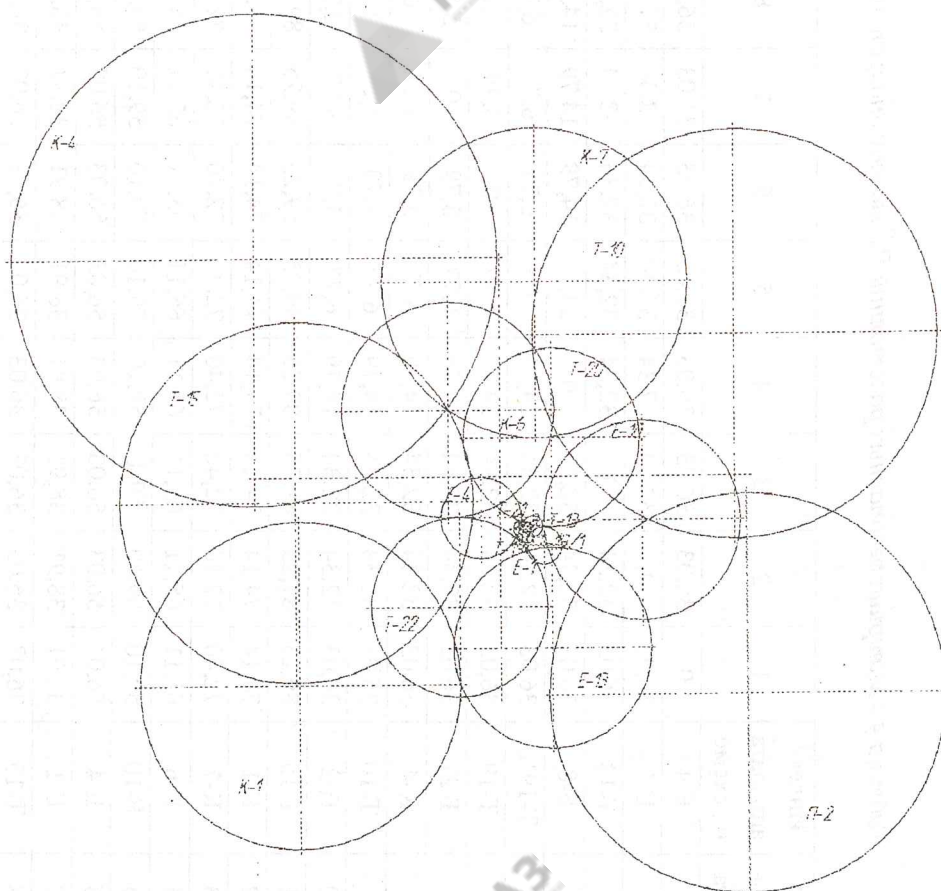


Рисунок 3 - Оптимизированный план расположения оборудования установки АГФУ

Остаточный ресурс нефтезаводского оборудования

Вывод

Принципиально представлена апробация методики оптимизации расположения оборудования на основе критерия

«Радиус полных разрушений», позволяющая говорить о прикладной возможности ее использования.

Список литературы:

1. *Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств (ПБ 09-540-03) / Колл. авт. - М.: ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2003.-125 с.*
2. *Баринов В.Е., Газофракционирующие установки, М., 1962.*
3. *Справочник нефтепереработчика. под ред. Г.А.Ластовкина, Е.Д.Радченко. М.Г.Рудина. - Л. Химия, 1986.*
4. *Ковалев Е.М., Тляшева Р.Р., Чиркова А.Г. Оптимизация расположения оборудования опасных производственных объектов нефтеперерабатывающей промышленности/Мировое сообщество: проблемы и пути решения: Сб. науч. ст. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. - №18. - С.176-180.*
5. *Тляшева Р.Р., Чиркова А.Г., Идрисов В.Р., Ковалев Е.М., Давыдова Е.В. Мониторинг опасных производственных объектов нефтегазовой отрасли// Нефтегазовое дело, 2006.-№2, том 4 –С.108-125.*
6. *Лазарев Ю.Ф. Начала программирования в среде MatLAB: Учебное пособие. - К.: НТУУ "КПИ", 2003. - 424 с.*

*Давыдова Екатерина Вадимовна, аспирант кафедры МАХП
Уфимский государственный нефтяной технический университет*