

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«Воронежский государственный технический университет»

Кафедра теплогазоснабжения и нефтегазового дела

ЗАГРЯЗНЕНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ОБЪЕКТАМИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

*к проведению практических занятий и самостоятельной работы
по дисциплине «Экология»*

*для студентов бакалавриата направления подготовки
21.03.01 «Нефтегазовое дело»*

*(профиль «Проектирование, строительство и эксплуатация
газонефтепроводов и газонефтехранилищ»)
всех форм обучения*

Воронеж 2023

УДК 621.6:504(07)
ББК 33.6:20.1я7

Составитель
М. А. Долбилова

Загрязнение окружающей среды объектами нефтегазовой отрасли: методические указания к проведению практических занятий и самостоятельной работы по дисциплине «Экология» для студентов бакалавриата направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Проектирование, строительство и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ») всех форм обучения / ФГБОУ ВО «Воронежский государственный технический университет»; сост.: М. А. Долбилова. — Воронеж: Изд-во ВГТУ, 2023. — 33 с.

Методические указания содержат краткое описание источников техногенеза предприятий нефтегазовой отрасли, а также методические рекомендации по расчетам, необходимым для определения количества выбросов загрязняющих веществ. Приведены варианты заданий для самостоятельной работы студентов.

Предназначены для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Проектирование, строительство и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ») всех форм обучения.

Методические указания подготовлены в электронном виде и содержатся в файле МУ_ПЗ_СР_ЗОСОНО.pdf.

Ил. 6. Табл. 21. Библиогр.: 5 назв.

УДК 621.6:504(07)
ББК 33.6:20.1я7

*Рецензент — Е. Э. Бурак, канд. техн. наук, доцент кафедры
жилищно-коммунального хозяйства ВГТУ*

*Издается по решению редакционно-издательского совета
Воронежского государственного технического университета*

ВВЕДЕНИЕ

Добыча, транспорт и переработка углеводородов оказывает комплексное разрушительное воздействие на окружающую среду, поэтому будущие специалисты данной сферы деятельности должны обладать экологическими знаниями, понимать сущность современных проблем взаимодействия общества и природы. Они должны разбираться в негативных воздействиях хозяйственной деятельности на окружающую природную среду, уметь квалифицированно оценить характер, направленность и последствия влияния конкретной деятельности человека на природу, увязывая решение производственных задач с соблюдением соответствующих природоохранных требований, вырабатывать.

Методические указания предназначены для практического выполнения расчетов по оценке воздействия техногенных факторов нефтегазовой отрасли на экологическую обстановку. По каждой теме приведены краткие теоретические вопросы курса «Экология». Номер варианта следует принимать по последней цифре в номере зачетной книжки.

1. ЗАГРЯЗНЕНИЕ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ ПРИ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ И ПЕРЕРАБОТКЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Трубопроводный транспорт считается наиболее экономичным и чистым видом транспорта.

Замкнутая система транспортировки нефти представляет собой большую опасность в случае порыва трубопроводов, т.к. при этом загрязняются земли, почвы, вода и атмосфера. В среднем при одном порыве нефтепровода выбрасывается 2 т нефти, приводящей в непригодность 1000 м² земли.

На линейной части нефтепроводов за счет дефектов как в самой трубе, так и в сварных соединениях могут образовываться утечки нефти. Источником загрязнения может быть также запорная арматура.

Источниками загрязнения ОС на перекачивающих станциях и нефтеналивных пунктах являются различные емкости для хранения нефти и нефтепродуктов, очистные сооружения, средства налива (шланги).

Товарная нефть из магистральных трубопроводов поступает в сырьевой парк завода, где осуществляются следующие основные этапы ее переработки:

1. Подготовка нефти к переработке.
2. Первичная переработка нефти.
3. Вторичная переработка нефти.
4. Очистка нефтепродуктов.

На НПЗ имеются следующие выбросы вредных веществ в ОС:

— выбросы в атмосферу: углерод (пары нефтепродуктов, газы), оксид углерода, азота, диоксид серы, сероводород, аммиак, фенол, бенз(а)пирен;

— выбросы сточных вод в водоемы: нефть и нефтепродукты, минеральные соли, фенол, аммиак;

— выбросы в почву: отработанная глина, шлам, ил, нефтегрязь, нефтепродукты от разливов и утечек.

Одним из основных источников загрязнения атмосферного воздуха являются заводские резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов и резервуары на магистральных нефтепроводах. Наибольшие потери легких углеводородов происходят от испарений при заполнении резервуаров и температурных колебаниях газового пространства резервуаров и поверхности нефти в них. Выбросы углеводородов осуществляются через специальные дыхательные клапаны при избыточном давлении паров нефтепродуктов, открытые люки, неплотности в кровле резервуаров.

НПЗ относятся к промышленным предприятиям с высоким уровнем потребления воды — как свежей, так и оборотной.

Производственные сточные воды на НПЗ подразделяются на следующие виды:

— нейтральные нефтесодержащие сточные воды;

— солесодержащие воды;

— сернисто-щелочные воды;

— кислые сточные воды;

— сероводородсодержащие сточные воды.

Крупнотоннажными отходами на НПЗ являются сернисто-щелочные сточные воды.

1.1 Оценка степени загрязнения земель

Степень загрязнения земель определяется нефтенасыщенностью грунта (количество нефти, впитавшейся в грунт), которая определяется по соотношениям:

$$M_{\text{вп}} = K_{\text{н}} \cdot \rho \cdot V_{\text{гр}} \quad (1.1.1)$$

$$V_{\text{вп}} = K_{\text{н}} \cdot V_{\text{гр}} \quad (1.1.2)$$

где $M_{\text{вп}}$ — масса нефти, впитавшаяся в грунт, т;

$V_{\text{вп}}$ — объем нефти, впитавшийся в грунт, м³;

$K_{\text{н}}$ — нефтеемкость грунта [1], принимается по табл. 1.1;

ρ — плотность нефти, т/м³;

$V_{\text{гр}}$ — объем нефтенасыщенного грунта, м³.

Объем нефтенасыщенного грунта вычисляется по формуле

$$V_{\text{гр}} = F_{\text{н}} \cdot h_{\text{ср}} \quad (1.1.3)$$

где $F_{\text{н}}$ — площадь участка нефтенасыщенного грунта, м²;

$h_{\text{ср}}$ — средняя глубина пропитки грунта на всей площади нефтенасыщенного грунта, м.

Таблица 1.1.1

Нефтеемкость грунта

Грунт	Влажность, %				
	0	20	40	60	80
Гравий (диаметр частиц 2...20 мм)	0,30	0,24	0,18	0,12	0,06
Пески (диаметр частиц 0,05...2мм)	0,30	0,24	0,18	0,12	0,06
Кварцевый песок	0,25	0,20	0,16	0,10	0,05
Супесь, суглинок	0,35	0,28	0,21	0,14	0,07
Суглинок легкий	0,47	0,38	0,28	0,18	0,10
Глинистый грунт	0,20	0,16	0,12	0,08	0,04
Торфяной грунт	0,50	0,40	0,30	0,20	0,10

Задание. Определить массу нефти, впитавшейся в грунт.

Исходные данные. Площадь участка нефтенасыщенного грунта, плотность нефти, средняя глубина пропитки грунта и тип грунта принять по данным табл. 1.1.2.

Таблица 1.1.2

Исходные данные

Номер варианта	Площадь участка нефтенасыщенного грунта, га	Плотность нефти, кг/м ³	Средняя глубина пропитки грунта, м	Тип грунта
1	0,50	885	0,05	Грунт глинистый, влажность 40 %
2	0,46	880	0,044	Кварцевый песок, влажность 20 %
3	0,42	860	0,04	Кварцевый песок, влажность 40 %
4	0,38	864	0,038	Грунт глинистый, влажность 60 %
5	0,34	887	0,033	Гравий, влажность 40 %
6	0,30	868,0	0,03	Торфяной грунт, влажность 40 %
7	0,26	835,0	0,028	Суглинок легкий, влажность 60 %
8	0,22	852,0	0,027	Супесь, суглинок, влажность 40%
9	0,18	853,0	0,025	Супесь, суглинок, влажность 20%
10	0,14	923,0	0,06	Суглинок легкий, влажность 20 %

1.2 Расчет количества нефти, вылившейся из нефтепровода вследствие аварии

Расчет количества нефти, вылившейся из трубопровода, производится в три этапа, определяемых разными режимами истечения:

- истечение нефти с момента повреждения до остановки перекачки;
- истечение нефти из трубопровода с момента остановки перекачки до закрытия задвижек,
- истечение нефти из трубопровода с момента закрытия задвижек до прекращения утечки.

Стадия 1. Объем V_1 нефти, вытекшей из нефтепровода с момента возникновения аварии до момента остановки перекачки, определяется соотношением

$$V_1 = Q_1 \cdot \tau_1 = Q_1 \cdot (\tau_0 - \tau_a), \quad (1.2.1)$$

где Q_1 — расход нефти через место повреждения с момента возникновения аварии до остановки перекачки, м³/ч;

τ_1 — продолжительность истечения нефти из поврежденного нефтепровода при работающих насосных станциях, ч;

τ_0 — время остановки насосов после повреждения, ч;

τ_a — время повреждения нефтепровода, ч. Время повреждения τ_a и остановки τ_0 насосов фиксируется системой автоматического контроля режимов перекачки.

Расход нефти через место повреждения с момента возникновения аварии до остановки перекачки, м³/ч:

$$Q_1 = Q' - Q_0 \cdot \left\{ \frac{1}{l - x^*} \cdot \frac{Z_1 - Z_2 + \frac{(P' - P'')}{\rho g} - i_0 \cdot x^* \cdot \left(\frac{Q'}{Q_0} \right)^{2 - m_0}}{i_0} \right\}^{\frac{1}{2 - m_0}}, \quad (1.2.2)$$

где Q' — расход нефти в нефтепроводе в поврежденном состоянии, м³/с;

Q_0 — расход нефти в нефтепроводе при работающих насосных станциях в исправном состоянии, м³/с;

Z_1 — геодезическая отметка начала участка нефтепровода, м;

Z_2 — геодезическая отметка конца участка нефтепровода, м;

P' — давление в начале участка нефтепровода в поврежденном состоянии, Па;

P'' — давление в конце участка нефтепровода в поврежденном состоянии, Па;

ρ — плотность нефти, кг/м³;

g — ускорение силы тяжести, м/с²;

i_0 — гидравлический уклон при перекачки нефти по исправному нефтепро-

воду;

x^* — протяженность участка нефтепровода от насосной станции до места повреждения, м;

$m_0 = 0,25$ — показатель режима движения нефти по нефтепроводу в исправном его состоянии;

l — протяженность участка нефтепровода, заключенного между двумя насосными станциями, м.

Расход Q_0 нефти в исправном нефтепроводе при работающих нефтеперекачивающих станциях (НПС) определяется режимом загрузки нефтепровода и фиксируется по показаниям приборов на НПС. $Z1, Z2, l, x^*$ определяются по профилю трассы нефтепровода (рис. 1.2.1). Расход Q' , давление P' в начале и P'' в конце поврежденного нефтепровода при работающих НПС определяются по показаниям приборов на НПС на момент аварии.

Частные случаи определения Q_1 :

а) при $Q_1 \cong Q_0$ (когда величина утечки настолько мала, что не фиксируется приборами на НПС):

$$Q_i = \mu \cdot \omega \sqrt{2g \cdot h^*}, \quad (1.2.3)$$

где μ — коэффициент расхода нефти через место повреждения;

ω — площадь дефектного отверстия, m^2 ;

h^* — перепад напора в точке истечения через место повреждения при работающих НПС, м.

Коэффициент расхода μ через дефектное отверстие диаметром $d_{отв.}$ определяется в зависимости от числа Рейнольдса Re в соответствии с табл.1.2.1.

Таблица 1.2.1

Коэффициент расхода

Показатели при Re	<25	25...400	400...10000	10000...300000	>300000
Коэффициент расхода μ	$Re/48$	$Re/(1,5+1,4Re)$	$0,29 + 0,27 / \sqrt[6]{Re}$	$0,592 + 5,5 / \sqrt{Re}$	0,595

Число Рейнольдса определяется по формуле

$$Re = \frac{d_{отв} \sqrt{2g \cdot h^*}}{\nu}, \quad (1.2.4)$$

где $d_{отв}$ — диаметр дефектного отверстия, м;

ν — кинематический коэффициент вязкости нефти, m^2/c .

Для определения коэффициента расхода нефти через отверстие, форма которого отличается от круглой, рассчитывается эквивалентный диаметр:

$$d_{\text{экв}} = \sqrt{\frac{4\omega}{\pi}}. \quad (1.2.5)$$

В этом случае в формуле определения $Re d_{\text{отв}} = d_{\text{экв}}$.

Перепад напора в точке истечения нефти определяется из выражения:

$$h^* = \frac{P'}{\rho \cdot g} - i' \cdot x^* - h_T, \quad (1.2.6)$$

где i' — гидравлический уклон при перекачке нефти по поврежденному нефтепроводу до места повреждения;

h_T — глубина заложения нефтепровода (от поверхности земли до нижней образующей), м.

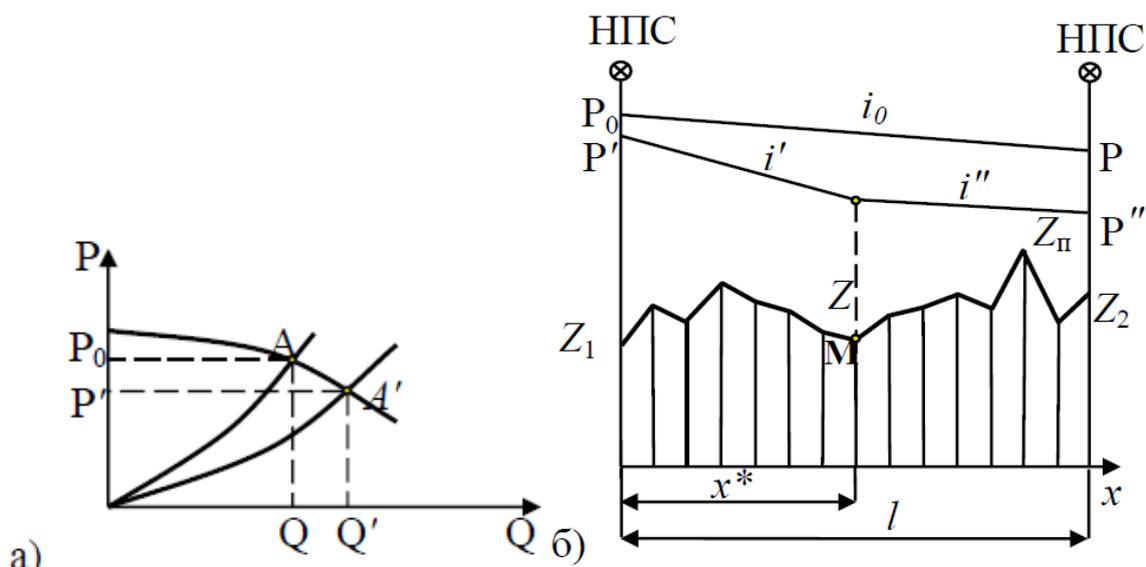


Рис. 1.2.1. Графики изменения режима перекачки при нарушении герметичности трубопровода на насосной станции (а) и трубопроводе (б); М – место повреждения трубопровода

б) Если $P'' = 0$ или $P'' < (Z_n - Z_2) \cdot \rho \cdot g$ или $P'' < (Z_M - Z_2) \cdot \rho \cdot g$, то $Q_1 = Q'$,

где Z_n — геодезическая отметка перевальной точки, м;

Z_2 — геодезическая отметка конца участка нефтепровода, м;

Z_M — геодезическая отметка места повреждения нефтепровода, м.

Стадия 2. После отключения насосных станций происходит опорожнение расположенных между двумя ближайшими НПС возвышенных и обращенных к месту повреждения участков, за исключением понижений между ними. Истече-

ние нефти определяется переменным во времени напором, уменьшающимся по мере освобождения нефтепровода столбом нефти над местом истечения. Для выполнения расчетов продолжительность τ_2 истечения нефти с момента останова перекачки τ_0 до закрытия задвижек τ_3 разбивается на элементарные интервалы τ_i , внутри которых режим истечения (напор и расход) принимается неизменным. Для практического применения τ_i принимают равным 0,25 ч, для более точных расчетов значения τ_i можно уменьшить до 0,01...0,1 ч. Общий объем нефти, вытекший из нефтепровода за время $\tau_2 = (\tau_0 - \tau_3)$, определяется как сумма объемов V_i нефти, вытекшие за элементарные промежутки времени τ_i :

$$V_2 = \sum V_i = \sum (Q_i \cdot \tau_i). \quad (1.2.7)$$

Для каждого i -го элементарного интервала времени определяется соответствующий расход Q_i нефти через дефектное отверстие:

$$Q_i = \mu \cdot \omega \sqrt{2g \cdot h_i}. \quad (1.2.8)$$

Напор в отверстии, соответствующий i -му элементарному интервалу времени, рассчитывается по формуле

$$h_i = Z_i - Z_M - h_T - h_a, \quad (1.2.9)$$

где Z_i — геодезическая отметка самой высокой точки профиля рассматриваемого участка нефтепровода, заполненного нефтью на i -й момент времени, м;

Z_M — геодезическая отметка места повреждения, м;

h_T — глубина заложения нефтепровода, м;

h_a — напор, создаваемый атмосферным давлением, м.

За элементарный промежуток времени τ_i освобождается объем нефтепровода V_i , что соответствует освобождению l_i участка нефтепровода:

$$l_i = \frac{4V_i}{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2}, \quad (1.2.10)$$

где $D_{\text{вн}}^2$ — внутренний диаметр нефтепровода, м.

Освобожденному участку l_i соответствуют значения x_i и Z_i , определяющие статический напор в нефтепроводе в следующий расчетный интервал времени τ_{i+1} . Значение Z_i подставляется в формулу (1.2.9), и далее расчет повторяется полностью для интервала времени τ_{i+1} . Операция расчета повторяется до истечения времени $\tau_2 = (\tau_0 - \tau_3)$.

Стадия 3. Основной объем нефти, вытекающей после закрытия задвижек до прекращения самопроизвольного истечения нефти через место повреждения, m_3 , определяется по формуле

$$V_3 = \frac{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2 \cdot \ell'}{4}, \quad (1.2.11)$$

где ℓ' — суммарная длина участков нефтепровода между двумя перевальными точками или двумя смежными с местом повреждения задвижками, возвышенными относительно места повреждения $M(x^*, Z_M)$ и обращенных к месту повреждения, за исключением участков, геодезические отметки которых ниже отметки повреждения, м.

Общий объем (общая масса M) вылившейся при аварии нефти определяется суммой объемов истечения нефти с момента возникновения аварии до прекращения утечки:

$$V = V_1 + V_2 + V_3 \quad (1.2.12)$$

$$\text{или } M = \rho \cdot V. \quad (1.2.13)$$

Задание 2.1. На нефтепроводе произошел порыв. Рассчитать объем нефти, вытекший через место повреждения до момента выключения насосов.

Таблица 1.2.2

Исходные данные

Номер варианта	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Время повреждения нефтепровода	1ч 15 мин	2 ч 16 мин	3ч 17 мин	4 ч 14 мин	5 ч 13 мин	6 ч 12 мин	7ч 11 мин	8ч 10 мин	9ч 16 мин	10ч 17 мин
Время останова насосов	1ч 30 мин	2ч 30 мин	3ч 30 мин	4ч 30 мин	5ч 30 мин	6ч 30 мин	7ч 30 мин	8ч 30 мин	9ч 30 мин	10ч 30 мин
Расход нефти в неповрежденном нефтепроводе при работающих насосных станциях, м ³ /с	0,8	0,81	0,82	0,83	0,85	0,87	0,89	0,91	0,93	0,95
Расход нефти при работающих насосах в поврежденном нефтепроводе, м ³ /с	1	1	1	1	1	1,05	1,2	1,3	1,3	1,3
Протяженность аварийного участка нефтепровода между двумя насосными станциями, км	100	110	120	125	130	110	140	145	150	100

Расстояние от насосной станции до места повреждения, км	50	50	50	50	50	25	25	25	25	25
Геодезическая отметка начала аварийного участка, м	160	160	160	160	160	170	170	170	170	160
Геодезическая отметка конца аварийного участка, м	120	110	115	125	130	140	120	100	110	130
Давление в начале участка, МПа	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Давление в конце участка, кПа	400	350	350	400	450	450	500	500	500	500
Ускорение свободного падения, м/с ²	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81
Плотность нефти, кг/м ³	860	865	841	862	864	850	831	854	866	870
Гидравлический уклон	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005

Задание 2.2. На нефтепроводе произошел порыв. Величина утечки не фиксируется приборами на НПС. Рассчитать расход через место повреждения.

Таблица 1.2.3

Номер варианта	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Площадь отверстия, см ²	1	1,1	1,2	1,3	1,4	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5
Кинематическая вязкости нефти, м ² /с	1·10 ⁻⁵	1,5·10 ⁻⁵	2·10 ⁻⁵	2,5·10 ⁻⁵	3·10 ⁻⁵	3,5·10 ⁻⁵	4·10 ⁻⁵	4,5·10 ⁻⁵	5·10 ⁻⁵	5,5·10 ⁻⁵
Давление в начале участка, МПа	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Глубина заложения нефтепровода, м	3	2,7	2,4	2,1	1,8	1,5	1,2	0,9	1	0,8
Плотность нефти, кг/м ³	900	865	841	862	864	850	831	854	866	870
Гидравлический уклон	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Расстояние от НПС до места повреждения, км	30	27	24	21	18	15	16	17	18	19

Задание 2.3. Рассчитать объем нефти, вытекшей через место повреждения нефтепровода от момента остановки перекачки до закрытия задвижек. Коэффициент расхода и глубину заложения взять из задания 2.2.

Таблица 1.2.4

Номер варианта	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Время останова насосов	8 ч 30 мин	9 ч 30 мин	10 ч 30 мин	11 ч 30 мин	12 ч 30 мин	13 ч 30 мин	14 ч 30 мин	15 ч 30 мин	16 ч 30 мин	17 ч 30 мин
Время закрытия задвижек	9 ч 10 мин	10 ч 00 мин	11 ч 10 мин	12 ч 00 мин	13 ч 00 мин	14 ч 30 мин	15 ч 15 мин	16 ч 30 мин	17 ч 00 мин	18 ч 30 мин
Геодезическая отметка самой высокой точки профиля аварийного участка нефтепровода, м	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170
Геодезическая отметка места повреждения, м	100	100	110	110	120	120	120	135	130	130
Гидравлический уклон	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Напор, создаваемый атмосферным давлением, м	11	11	11	11	11	14	14	14	17	14
Внутренний диаметр трубопровода, мм	150	200	125	300	250	150	200	125	300	250
Площадь отверстия, см ²	10	9	8	15	12	11	13	7	14	10
Элементарный интервал времени, мин	10	10	10	10	10	15	15	15	15	15

1. 3. Очистные сооружения для нефтесодержащих стоков

Источниками нефтесодержащих стоков на нефтебазах и перекачивающих станциях являются танкеры, резервуары, системы охлаждения подшипников насосов, ливневые воды с территории резервуарных парков, открытых площадок, технологических установок, не имеющих водонепроницаемого покрытия и др.

Методы очистки нефтесодержащих стоков.

В воде нефтяные частицы находятся в грубодисперсном, тонкодисперсном (эмульгированном) или (и) растворенном состоянии.

В основном, нефтяные частицы, попав в воду, ввиду меньшей плотности легко всплывают на поверхность воды. Такие частицы называют грубодиспергированными или всплывающими. Их содержание в стоках нефтебаз составляет от 350 до 14700 мг/л.

Меньшая часть нефтяных частиц находится в тонкодиспергированном состоянии, образуя эмульсию типа «нефть в воде». Такие эмульсии в течение длительного времени сохраняют устойчивость и разрушить их относительно сложно. Содержание нефти в таких эмульсиях от 50 до 300 мг/л.

Некоторые компоненты нефти частично растворяются в воде.

Содержание нефти в растворенном состоянии составляет 5 - 20 мг/л.

Для очистки нефтесодержащих вод используются механический, физико-химический, химический и биохимический методы.

Механический метод применяют для отделения грубодисперсных нефтяных частиц. Он реализуется, например, в нефтеловушках. После очистки в них вода может быть использована, в основном на технологические нужды предприятия или спущена в водоемы.

Для извлечения эмульгированных и частичного удаления растворенных нефтяных частиц используются физико-химические методы (например, флотация).

Окончательная очистка нефтесодержащих стоков осуществляется с помощью химических и биохимических методов.

Наибольшее распространение на предприятиях транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов получили нефтеловушки.

Нефтеловушки предназначены для отделения воды от капель нефти методом отстаивания. Принцип работы основан на разности удельных весов воды и отделяемых частиц, в частности, нефти. В процессе отстаивания происходит всплывание нефти или нефтепродуктов и выпадение осадка механических примесей. Нефтеловушки обеспечивают очистку сточных вод до остаточного содержания нефти или нефтепродуктов 50—100 мг/л. В зависимости от объема сточных вод применяют нефтеловушки различной производительности и конструкции.

На рис. 1.3.1 показана типовая нефтеловушка, рассчитанная на расход воды 30 л/с. Сточные воды поступают в распределительную камеру 2, из которой по самостоятельным трубопроводам распределяются по секциям нефтеловушки. На входе в отстойную часть секции устраивают щелевую перегородку, благодаря которой происходит равномерное распределение потока сточных вод в отстойной части секций. В конце отстойной части вода проходит под затопленной нефтеудерживающей стенкой и через водослив попадает в поперечный сборный лоток, а затем в сбросный коллектор.

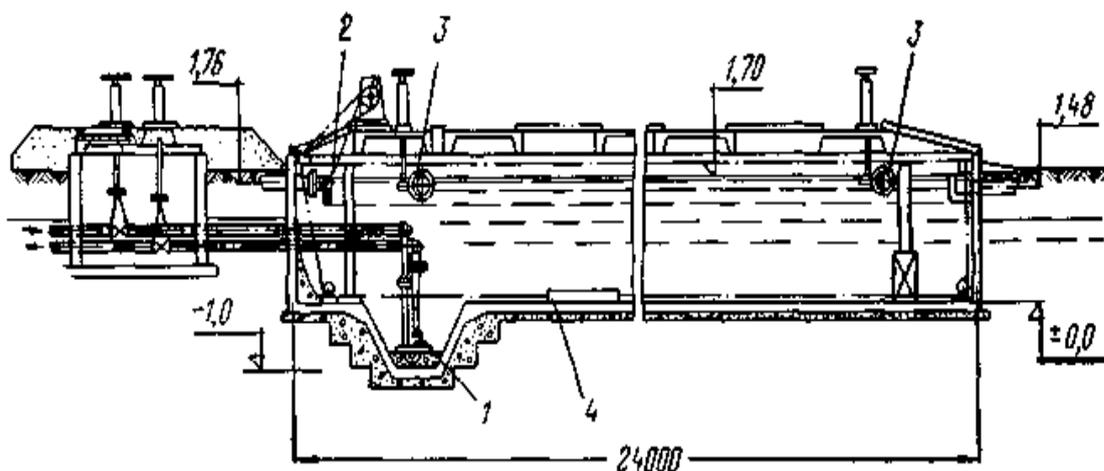


Рис. 1.3.1. Типовая нефтеловушка пропускной способностью 30 л/с:
 1 — гидроэлеватор; 2 — распределительное устройство;
 3 — нефтесборная труба; 4 — скреперный скребок

Всплывшие нефтепродукты собираются и отводятся щелевыми поворотными трубами 5, установленными в начале и в конце секции. Осадок, выпадающий на дно секции, сгребается к приемкам с помощью скреперного скребка 4, который передвигается вдоль каждой секции на непрерывном тросе, укрепленном на барабане электрифицированной лебедки. Осадок из приемков нефтеловушки удаляется гидроэлеватором 1 или шламовым насосом. Управление щелевыми нефтесборными трубами осуществляется с помощью штурвальных колонок. Уловленная нефть или нефтепродукт из нефтесборных труб по самотечному трубопроводу направляется в приемный колодец, а затем в нефтесборные резервуары.

Подбор нефтеловушки

Исходными данными для расчета типоразмера нефтеловушки являются средний расход нефтесодержащих вод $Q_{\text{ср}}$, минимальный диаметр нефтяных частиц d_n , которые должны быть отделены в нефтеловушке, а также температура очищаемых вод T_B .

Нефтеловушка представляет собой динамический отстойник, в котором за время пребывания нефтесодержащих вод нефтяные частицы диаметром d_n успевают достичь поверхности воды. Необходимая длина нефтеловушки рассчитывается по формуле

$$L_n = \frac{h_n \cdot w}{k \cdot (u_o - w^*)}, \quad (1.3.1)$$

где h_n — глубина проточной части нефтеловушки, $h_n = 1,2 - 2$ м;

w — средняя скорость потока; рекомендуется принимать $w = 4 - 6$ мм/с;

k — коэффициент использования объема нефтеловушки, учитывающий наличие зон циркуляции и мертвых зон, которые практически не участвуют в процессе очистки, $k = 0,5$;

u_0 — скорость всплытия (гидравлическая крупность) нефтяных частиц диаметром d_n ;

w^* — удерживающая скорость потока; при ламинарном режиме течения в нефтеловушке $w^* = 0$, а при турбулентном:

$$w^* = w \cdot \sqrt{\frac{\lambda}{8}}, \quad (1.3.2)$$

где λ — коэффициент гидравлического сопротивления.

При турбулентном режиме течения для зоны гидравлически гладких труб коэффициент гидравлического сопротивления определяют по формуле

$$\lambda = 0,3164 / Re^{0,25}, \quad (1.3.3)$$

где Re — число Рейнольдса, характеризующие режим движения потока;

$$Re = \frac{w \cdot d}{\nu}, \quad (1.3.4)$$

где w — средняя скорость потока; м/с;

ν — кинематическая вязкость воды в нефтеловушке m^2 / c ;

d — эквивалентный диаметр нефтеловушки прямоугольного сечения:

$$d_{\text{экв}} = \frac{2 \cdot A \cdot B}{A + B}, \quad (1.3.5)$$

Скорость всплытия нефтяных частиц определяется по формуле Стокса:

$$u_0 = \frac{g \cdot d_n^2 \cdot (\rho_B - \rho_H)}{18 \cdot \mu_B}, \quad (1.3.6)$$

где ρ_B , μ_B — соответственно плотность и динамическая вязкость воды при температуре T_B (табл. 1.3.1).

Расчетный часовой расход нефтесодержащих вод:

$$Q_p = \frac{Q_{\text{ср}} \cdot k_{\text{час}}}{24}, \quad (1.3.7)$$

где $k_{\text{час}}$ — часовой коэффициент неравномерности поступления нефтесодержащих вод, $k_{\text{час}} = 1,3$.

Необходимая ширина секции нефтеловушки:

$$B = \frac{Q_{\text{ср}} \cdot k_{\text{час}}}{N \cdot h_n \cdot w} \quad (1.3.8)$$

где N — число секций нефтеловушки (табл. 1.3.2).

По значению расчетного часовой расхода нефтесодержащих вод по табл. 1.3.2 предварительно принимаем к сооружению типовую нефтеловушку. Расчетные величины L сравниваются с размерами принятого типа нефтеловушки, после чего окончательно выбирается ее тип или повторно выполняются расчеты для следующего типоразмера.

Таблица 1.3.1

Зависимость динамической вязкости и плотности воды от температуры

Т, К	273	275	278	283	288	293	298	303
$\mu \cdot 10^3$, Па·с	1,792	1,673	1,519	1,308	1,140	1,005	0,894	0,801
ρ , кг/м ³	999,8	999,9	1000,0	999,7	999,0	998,2	997,1	995,7

Таблица 1.3.2

Основные параметры типовых горизонтальных нефтеловушек

Пропускная способность, м ³ /ч	Число секций	Глубина проточной части, м	Размеры одной секции, м			Номер типового проекта
			ширина	длина	высота	
18	1	1,20	2	12	2,4 и 3,6	902-2-157
36	2	1,20	2	12	2,4 и 3,6	902-2-158
72	2	1,25	3	18	2,4 и 3,6	902-2-159
108	2	1,50	3	24	2,4 и 3,6	902-2-160
162	2	2,00	3	30	2,4 и 3,6	902-2-161
396	2	2,00	6	36	2,4	902-2-3
594	3	2,00	6	36	2,4	902-2-17
792	4	2,00	6	36	2,4	902-2-18

Задание. Подобрать нефтеловушку для отделения нефтяных частиц диаметром d_n при следующих исходных данных:

Таблица 1.3.3

Исходные данные

Номер варианта	Диаметр нефтяных частиц, мм	Средний расход нефтесодержащих вод, м ³ /сут	Температура нефтесодержащих вод, °С	Плотность нефтяных частиц, кг/м ³
1	0,076	3000	10	840
2	0,078	2900	5	841
3	0,084	2000	5	842
4	0,082	1700	15	843
5	0,084	3100	15	844
6	0,086	3800	10	845
7	0,088	3200	15	846
8	0,09	5200	5	847
9	0,092	7500	15	848
10	0,094	1000	10	849

2. ГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ КАК ОБЪЕКТ, ОКАЗЫВАЮЩИЙ НЕГАТИВНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Газовая отрасль России представляет собой сложную систему, включающую в себя добычу, транспортировку, хранение и переработку газа.

Каждая часть этого комплекса является источником потенциальной экологической опасности, хотя степень их влияния на окружающую среду различна. Несмотря на экологические преимущества при использовании газа по отношению к другим видам топлива, объекты отрасли прямо или косвенно оказывают негативное воздействие на окружающую среду, отличающееся по своей значимости на этапах строительства и эксплуатации.

Воздействие в период строительства носит активный, но кратковременный характер. А в период работы воздействие будет иметь постоянный, долгосрочный характер.

При прокладке трубопроводов происходит активное воздействие на почвенный слой, нарушаются и загрязняются водные системы, наносится огромный ущерб всему растительному и животному миру. Эксплуатация трубопроводов также приводит к загрязнению почвы, поверхностных и подземных вод, приземного слоя атмосферы, а в зоне многолетней мерзлоты — к интенсивному воздействию на структуру грунта.

Основной проблемой становится выброс в атмосферу продуктов сгорания газотурбинных агрегатов — оксидов углерода, оксидов азота, углеводородов. Огромный ущерб наносят потери природного газа, которые происходят по всей технологической цепочке (добыча, транспортировка и переработка) и составляют около 1% от объема добытого газа.

В результате аварийных разрывов газопроводов, которые сопровождаются, как правило, взрывом и последующим возгоранием природного газа, происходит загрязнение окружающей среды, уничтожение растительного и животного мира.

Самостоятельный вид техногенного воздействия на ОС представляет работа компрессорных станций. Основным загрязняющим веществом от КС являются окислы азота.

Сжигание природного газа, за последние полвека привело к заметному увеличению содержания углекислого газа в атмосфере, который, как и метан, является парниковым газом. Метан - парниковым газом и вносит при утечках из газотранспортных систем вклад в глобальное потепление.

Основными источниками загрязнения приземного слоя атмосферы при трубопроводном транспорте газа являются аварийные выбросы газа при отказах линейной части магистральных газопроводов и выбросы при проведении технологических операций (пуск и остановка ГПА, продувка пылеуловителей и т.д.), а также продукты сгорания ГПА.

2.1 Расчет загрязнения атмосферы при сжигании природного газа

Расчет рассеивания производится в соответствии с нормами [3] для приземного слоя атмосферы — на высоте 2,0 м от поверхности земли.

В зависимости от высоты H устья источники загрязняющих веществ подразделяются на четыре класса:

- а) высокие — $H > 50$ м;
- б) средней высоты — $H = 10 \dots 30$ м;
- в) низкие — $H = 2 \dots 10$ м;
- г) наземные — $H < 2$ м.

Степень загрязнения атмосферного воздуха характеризуется наибольшим расчетным значением концентрации при неблагоприятных метеорологических условиях, соответствующих выбору коэффициента A и опасной скорости ветра.

При одновременно присутствии в атмосферном воздухе нескольких веществ, обладающих в соответствии с перечнем [4] суммацией вредного действия, для каждой группы рассчитываются безразмерная или приведенная концентрация.

Расчет загрязнения атмосферы выбросами одиночного источника.

Максимальное значение приземной концентрации вредного вещества (ВВ) C_m , мг/м³, при выбросе газовой смеси из одиночного точечного источника с круглым устьем достигается при неблагоприятных метеорологических условиях на расстоянии X_m от источника:

$$C_m = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}}, \quad (2.1.1)$$

где A — коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы;

M — мощность выброса вредного вещества, г/с;

H — высота источника выброса (трубы), м;

V — расход газовой смеси, м³/с.

Мощность выброса M_i принимают по нормативам для данного производства.

F — безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе; для газообразных вредных веществ и мелкодисперсных аэрозолей (пыль, зола и т.п., скорость упорядоченного оседания которых равна нулю) $F = 1$;

m и n — коэффициенты, учитывающие условия выхода газовой смеси из устья источника выброса;

η — безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности, в случае ровной местности $\eta = 1$;

ΔT — разность между температурой выбрасываемой газовой смеси T_r и температурой окружающего атмосферного воздуха T_b , °С;

V_1 — расход газовой смеси, м³/с.

Значения коэффициента А, соответствующее неблагоприятным метеорологическим условиям, при которых концентрация вредных веществ в атмосферном воздухе максимальна, принимается равным:

а) 250 — для районов Средней Азии южнее 40 °с.ш., Бурятии и Читинской области;

б) 200 — для районов России южнее 50 °с.ш., для остальных районов Нижнего Поволжья и Кавказа; для Азиатской территории России: Дальнего Востока и остальной территории Сибири;

в) 180 — для Европейской территории России и Урала от 50 до 52° с. ш., за исключением попадающих в эту зону перечисленных выше районов;

г) 160 — для Европейской территории России и Урала севернее 52° с.ш. (за исключением Центра ЕТС);

д) 140 — для Московской, Тульской, Рязанской, Владимирской, Калужской, Ивановской областей.

т, п — определяются в зависимости от параметров:

$$f = 1000 \cdot \frac{\omega_o^2 \cdot D}{H^2 \cdot \Delta T}, \quad (2.1.2)$$

$$\nu_M = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_1 \cdot \Delta T}{H}}, \quad (2.1.3)$$

$$\nu_M' = 1,3 \cdot \frac{\omega_o \cdot D}{H}, \quad (2.1.4)$$

$$f_e = 800 \cdot (\nu_M')^3. \quad (2.1.5)$$

Коэффициент т определяется в зависимости от f по формулам:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}}, \quad \text{при } f < 100;$$

$$m = \frac{1,47}{\sqrt[3]{f}}, \quad \text{при } f \geq 100 \quad (2.1.6)$$

Если $f_e < f < 100$, то т вычисляется при $f=f_e$

Коэффициент п определяется в зависимости от ν_M по формулам:

$$n=1 \quad \text{при } \nu_M \geq 2; \quad (2.1.7)$$

$$n = 0,532\nu_M^2 - 2,13\nu_M + 3,13 \quad \text{при } 0,5 \leq \nu_M < 2; \quad (2.1.8)$$

$$n = 4,4\nu_M \quad \text{при } \nu_M < 0,5; \quad (2.1.9)$$

*Расстояние, на котором достигается максимальная концентрация
вредных веществ*

Расстояние X_M от источника выброса, на котором приземная концентрация C при неблагоприятных метеорологических условиях достигает максимального значения C_M определяется по формуле

$$X_M = \frac{5-F}{4} \cdot d \cdot H, \quad (2.1.10)$$

где d — безразмерный коэффициент:

$$\text{при } f < 100 \quad d = 2,48 \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{f_e}) \quad \text{при } v_M \leq 0,5 \quad (2.1.11)$$

$$d = 4,95 \cdot v_M \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{f_e}) \quad \text{при } 0,5 < v_M \leq 2 \quad (2.1.12)$$

$$d = 7 \cdot \sqrt{v_M} \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{f_e}) \quad \text{при } v_M > 2 \quad (2.1.13)$$

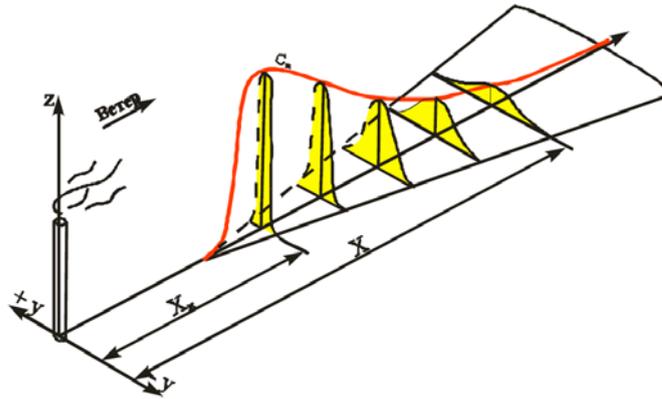


Рис. 2.1.1. Схема рассеяния вредного вещества в приземном слое атмосферы

Опасная скорость ветра

Опасная скорость ветра (примерно на высоте 10 м от земли), u_M (м/с), та, при которой достигается максимальная приземная концентрация вещества C_M :

$$\text{при } f < 100 \quad u_M = 0,5 \quad \text{при } v_M \leq 0,5 \quad (2.1.14)$$

$$u_M = v_M \quad \text{при } 0,5 < v_M \leq 2 \quad (2.1.15)$$

$$u_M = v_M (1 + 0,12 \cdot \sqrt{f}) \quad \text{при } v_M > 2 \quad (2.1.16)$$

При опасной скорости ветра v_M приземная концентрация вредных веществ, c , мг/м³, в атмосфере по оси факела выброса на различных расстояниях x , м, от источника выброса определяется по формуле

$$c = s_1 \cdot c_M, \quad (2.1.17)$$

где s_1 — безразмерный коэффициент, определяемый в зависимости от отношения x/x_M и коэффициента F по формулам:

$$s_1 = 3(x/x_M)^4 - 8(x/x_M)^3 + 6(x/x_M)^2 \text{ при } x/x_M \leq 1; \quad (2.1.18)$$

$$s_1 = 1,13 / [0,13(x/x_M)^2 + 1] \text{ при } 1 < x/x_M \leq 8. \quad (2.1.19)$$

Значения приземной концентрации вредных веществ в атмосфере c_y , мг/м³, на расстояние y , м, по перпендикуляру к оси факела определяется по формуле

$$c_y = s_2 \cdot c_M, \quad (2.1.20)$$

где s_2 — безразмерный коэффициент, определяемый в зависимости от скорости ветра v_M , м/с, и отношения y/x по значению аргумента t_y :

$$t_y = u_M y^2 / x_M \text{ при } v_M \leq 5 \quad (2.1.21)$$

$$t_y = 5y^2 / x_M^2 \text{ при } v_M > 5 \quad (2.1.22)$$

по формуле

$$s_2 = 1 / (1 + 5t_y + 12,8t_y^2 + 17t_y^3 + 45,1t_y^4)^2. \quad (2.1.23)$$

Пример 2.1. Построить поле (изолинии) концентраций ЗВ от одиночного точечного источника в приземном слое атмосферы.

Решение.

Величина $C_M = 0,221$ мг/м³ при $X_M = 341$ м. Значения расчетных изолиний концентраций примем 0,1; 0,15; 0,2 мг/м³.

Координаты X и Y для этих концентраций примем непосредственно из графиков (рис. 2.1.2 и 2.1.3). Полученные данные приведены в табл. 2.1.1. В ней 6 точек приняты для значений концентраций вдоль оси факела, т.е. при $Y = 0$. Другие 6 точек приняты для значений концентраций перпендикулярно оси факела при фиксированном $X = 341$ м.

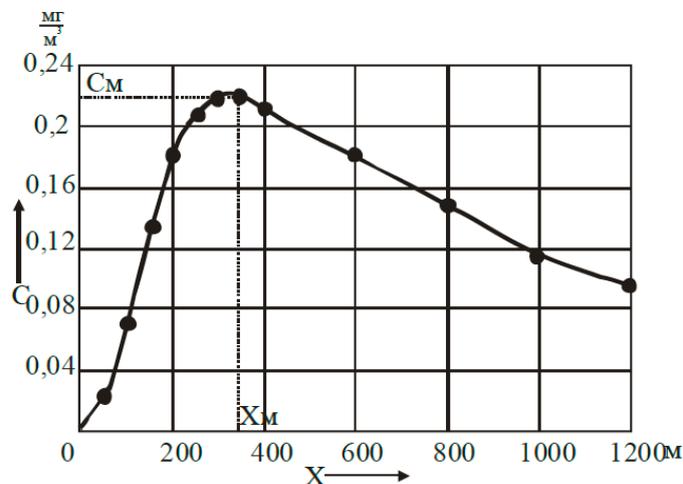


Рис. 2.1.2. Рассеяние вредного вещества в атмосфере по оси факела выброса

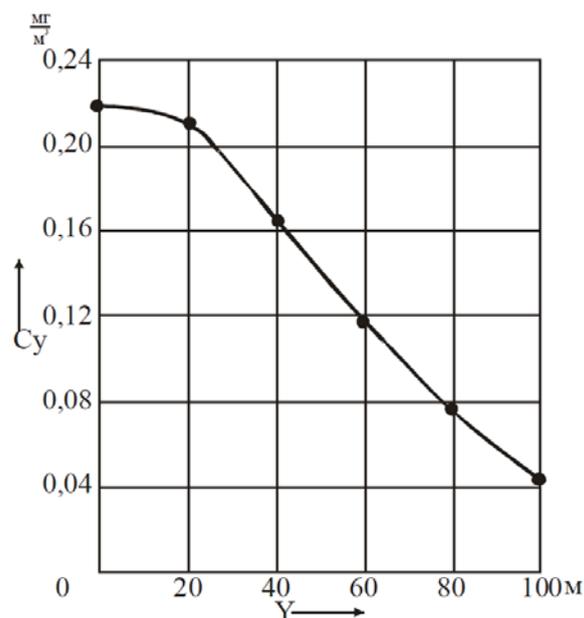


Рис.2.1.3. Приземная концентрация ВВ в атмосфере по перпендикуляру к оси факела выброса (сечение в точке $X=X_M$)

Непосредственно из рис. 2.1.3 получены только три точки по одну сторону оси X. По другую сторону оси X концентрации будут такими же, т.к. факел рассеивания симметричен этой оси. Поэтому для оставшихся трех точек координату Y примем со знаком "-".

Таблица 2.1.1

Координаты точек изолиний концентраций

Значения концентраций, мг/м ³	№ точки	Координаты, м	
		X	Y
0,1	1	120	0
	2	1100	0
	3	341	68
	4	341	- 68
0,15	5	165	0
	6	775	0
	7	341	47
	8	341	- 47
0,2	9	235	0
	10	465	0
	11	341	27
	12	341	- 27

Поле изолиний концентраций приведено на рис. 2.1.4.

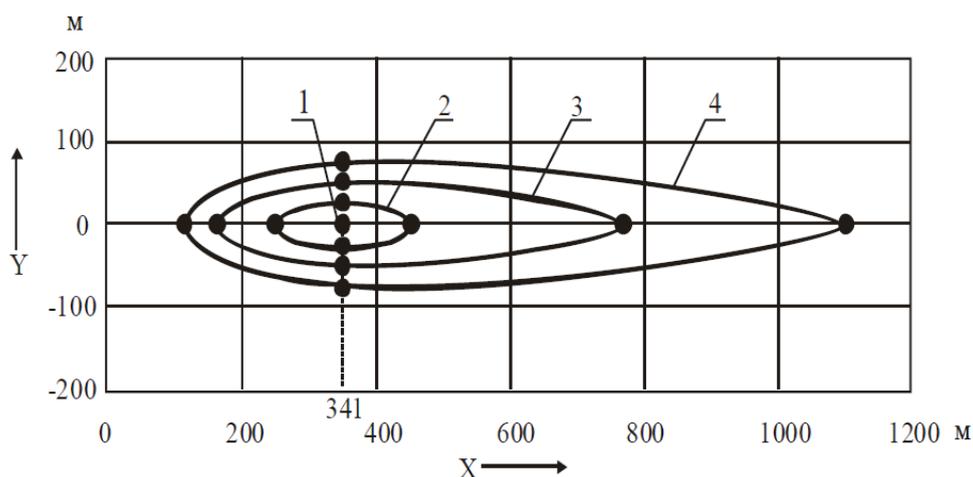


Рис. 2.1.4. Поле изолиний концентраций вредного вещества

При выполнении самостоятельных заданий графики приземных концентраций и поля изолиний четные варианты чертят для оксидов азота, нечетные – оксидов углерода.

Таблица 2.1.2

Исходные данные

Номер варианта	1	2	3	4	5
Район строительства	г. Калуга	г. Чита	г. Москва	г. Воронеж	г. Тихвин
Мощность водогрейного котла,	0,25 МВт	0,63 МВт	630 кВт	0,5 МВт	580 кВт
Количество котлов, шт	3	2	3	2	3
КПД котла, %	92	91	91	90	90,1
Теплотворная способность топлива, МДж/м ³	37,31	36,17	37,31	36,06	36,09
Высота дымовой трубы, м	11	21	21	8	8
Диаметр дымовой трубы, мм	200	250	315	250	315
Удельный объем продуктов сгорания, нм ³ /кг	14,131	13,628	14,131	13,68	14,268
Температура уходящих газов, °С	145	160	160	136	136
Выброса оксидов азота, г/с	0,00957	0,02653	0,02653	0,03329	0,03916
Выбросы оксидов углерода, $\times 10^{-5}$ г/с	2,72	6,925	6,92	5,55	6,44
Выбросы бензпирена, $\times 10^{-6}$ г/с	1,72	1,12	1,12	2,26	2,6

Окончание табл. 2.1.2

Номер варианта	6	7	8	9	10
Район строительства	г. Тольятти	г. Тула	г. Челябинск	г. Иркутск	г. Сыктывкар
Мощность водогрейного котла,	0,43 Гкал/ч	400 кВт	0,619 Гкал/ч	0,72 МВт	1,0 МВт
Количество котлов, шт	2	2	2	3	3
КПД котла, %	91	92	92	91	92
Теплотворная способность топлива, МДж/м ³	34,16	34,16	36,17	38,02	34,16
Высота дымовой трубы, м	21	21	21	11	21
Диаметр дымовой трубы, мм	250	200	250	315	400
Удельный объем продуктов сгорания, нм ³ /кг	12,94	12,94	12,94	14,31	12,94
Температура уходящих газов, °С	145	140	165	165	140
Выброса оксидов азота, г/с	0,0206	0,01113	0,02128	0,02128	0,04394
Выбросы оксидов углерода, $\times 10^{-5}$ г/с	5,495	4,35	7,83	7,83	10,9
Выбросы бензпирена, $\times 10^{-6}$ г/с	3,11	1,73	1,4	1,4	8,35

2.2 Определение выбросов метанола

Все основные технологические процессы газовой промышленности (добыча, подготовка газа к транспорту и переработка, транспорт и подземное хранение газа) сталкиваются с проблемой гидратообразования, обусловленной возникновением при определенных условиях твердых кристаллических соединений газа с водой.

Основным промышленным способом предупреждения процесса гидратообразования и разложения уже образовавшихся гидратных отложений («пробок») является использование так называемых «ингибиторов» гидратообразования. В качестве основного промышленного ингибитора применяется метиловый спирт (метанол). Метиловый спирт (метанол) CH_3OH - простейший представитель гомологического ряда предельных спиртов, молекулярная масса 32,04; метанол - бесцветная легкоподвижная летучая горючая жидкость, сильный яд, действующий преимущественно на нервную и сосудистую систему, с резко выраженным кумулятивным действием.

Расчет выбросов паров метанола из приемных и технологических резервуаров

С учетом эксплуатационных особенностей резервуаров и состава, размещаемых в них водометанольных растворов расчет выбросов паров метанола, проводится по формулам:

$$G_{мет}^p = \frac{0,160 \cdot (P_{мет}^{\max} \cdot K_B + P_{мет}^{\min}) \cdot x_{мет} \cdot K_p^{cp} \cdot K_{об} \cdot B \cdot (x_{мет} / p_{мет} + x_{вод} / p_{вод})}{10000 \cdot (x_{мет} / m_{мет} + x_{вод} / m_{вод}) \cdot (546 + t^{\max} + t^{\min})} \quad (2.2.1)$$

$$M_{мет}^p = \frac{0,455 \cdot P_{мет}^{\max} \cdot x_{мет} \cdot K_p^{\max} \cdot K_v \cdot V_ч^{\max}}{100 \cdot (x_{мет} / m_{мет} + x_{вод} / m_{вод}) \cdot (273 + t^{\max})} \quad (2.2.2)$$

где $G_{мет}^p$ — валовой, т/год и $M_{мет}^p$ и максимально разовый, г/с выбросы паров метанола из каждого отдельного резервуара;

$P_{мет}^{\max}$, $P_{мет}^{\min}$ — давление насыщенных паров метанола при минимальной t_{\min} и максимальной t_{\max} , °C (среднемесячных для наружных резервуаров) температурах соответственно, мм рт. ст. (определяется по табл. 2.2.1);

$x_{мет}$, $x_{вод}$ — массовые доли метанола и воды в водометанольном растворе («метаноле»);

$m_{мет} = 32$ — молекулярная масса метанола, кг/кмоль;

$m_{вод} = 18$ — молекулярная масса воды, кг/кмоль;

K_p^{cp} , K_p^{\max} — опытные коэффициенты, характеризующие эксплуатационные особенности резервуара, определяются по таблице 2 [4];

V_c^{\max} — максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время закачки в него жидкости (равен производительности насоса), м³/ч;

K_e — коэффициент, характеризующий распределение концентраций паров метанола по высоте газового пространства резервуара; при температурах менее +50 °С, $K_e = 1,00$;

$K_{об}$ — коэффициент (определяется по табл. 2.2.2), учитывающий оборачиваемость резервуара:

$$n = B / (\rho_{мет} \cdot V_p \cdot N_p) \quad (2.2.3)$$

где B — количество метанола, закачиваемое в резервуар в течение года, т/год;

$\rho_{мет}$ — плотность метанола, т/м³ ($\rho_{мет} = 0,792$);

V_p и N_p — объем, м³, и количество, шт, одноцелевых резервуаров.

Таблица 2.2.1

Зависимость давления насыщенных паров метанола, мм.рт.ст. от температуры, °С

$t, ^\circ\text{C}$	-40	-30	-25	-20	-15	-10	-5	
P	2	4	6,5	9	13	17	25	
$t, ^\circ\text{C}$	0	5	10	15	20	25	30	35
P	33	40	60	80	100	130	170	220

Таблица 2.2.2

Значение опытных коэффициентов $K_{об}$

n	100 и более	80	60	40	30	20 и менее
$K_{об}$	1,35	1,50	1,75	2,00	2,25	2,50

Задание. Определить валовый выброс максимальный разовый выброс паров метанола из резервуара. Опытный коэффициент $K_p^{\max} = 1,0$. Коэффициент, характеризующий эксплуатационные особенности резервуара $K_p^{cp} = 0,7$.

Таблица 2.2.3

Номер варианта	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Объем резервуара, м ³	50	60	63	70	75	80	30	50	63	70
Количество раствора, закачиваемое в резервуар, т/год	11600	12200	13200	14500	15700	17100	8300	10900	12900	13900
Содержание метанола в воднометанольной смеси, мольные доли	0,914	0,918	0,912	0,92	0,911	0,9	0,915	0,921	0,922	0,912
Плотность смеси, кг/м ³	967	965	966	968	969	970	964	971	963	972
Максимальная среднемесячная температура, °С	+15	+17	+19	+21	+23	+13	+11	+9	+10	+18
Минимальная среднемесячная температура, °С	-25	-24	-26	-20	-22	-27	-16	-30	-27	-15
Производительность насоса, м ³ /ч	1,5	0,5	0,25	1,0	5,0	10,0	20,0	60,0	7,0	15,0

3. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО УЩЕРБА

Экологический ущерб — отрицательные изменения в ОС, вызванные различного рода воздействиями: её загрязнением, изъятием или нарушением качества ресурсов. Зачастую источником таких негативных воздействий становится антропогенная деятельность. Денежная оценка негативных изменений в ОС определяет величину **экономического ущерба**.

На сегодняшний день существуют различные подходы к определению величин ущербов. Эти подходы применяют в различных ситуациях и с различными целями — при оценке количества необходимых инвестиций на восстановление ОС, при оценке эффективности планируемых светозащитных мероприятий, при оценке возможностей развития производства и качества условий проживания в определенном регионе. Возможны оценки экономического ущерба от загрязнения, который причиняется конкретным реципиентам — объектам воздействия, либо определение размеров ущерба от конкретных воздействий (например, ингредиентов в составе атмосферных выбросов или в составе сточных вод). Специализированные методики разработаны в ряде ведомств (отраслевые методики определения экологического ущерба).

Детализировано ущерб определяют по отдельным элементам биосферы. Такие расчеты проводят на основе сравнения с объектом-аналогом, на основе фактических статистических данных, экспертных оценок и других методов. В расчете ущерба по отдельным элементам используют величины соответствующих затрат, связанных с «компенсацией» воздействия, поэтому величина суммарного экологического ущерба складывается из следующих составляющих:

- затрат на медицинское обслуживание;
- оплат лечебных отпусков;
- компенсации невыходов на работу;
- страхования жизни людей;
- транспортных расходов по доставке людей в опасные зоны;
- ремонта и содержания зданий;
- уборки территорий;
- посадки и содержания зеленых насаждений, износа транспорта;
- потерь потенциального урожая;
- потерь потенциально возможной продуктивности леса;
- потерь от возможных аварий;
- прочие.

Кроме того, определяются потери, связанные с необходимостью ремонта оборудования (износ, наступает раньше) и т.д.

3.1 Определение экономического ущерба от загрязнения атмосфере

Экономический ущерб от загрязнения атмосферы определяется по формуле

$$Y = \gamma \cdot \sigma \cdot f \cdot M \quad (3.1.1)$$

где $У$ — величина экономического ущерба от загрязнения ОС, р.;
 γ — величина удельного ущерба от загрязнения ОС, р/т;
 σ — поправка, учитывающая характер рассеивания примеси в атмосфере;
 M — приведенная масса загрязняющих веществ:

$$M = \sum_{i=2}^n A_i m_i, \text{ усл. т,} \quad (3.1.2)$$

где A_i — показатель относительной агрессивности примеси (табл. 3.1.3);
 m_i — значение фактической массы i -го вида загрязняющего вещества, т.

Задание. Дать экономическую оценку ущерба в результате воздействия промышленного объекта на атмосферу. Населенный пункт расположен в пункте А (см. табл. 3.1.2).

Величину удельного ущерба от загрязнения атмосферы примем равной 3,3 р./(усл. т). Исходные данные представлены в табл. 3.1.1. Тип загрязняемой территории принять по табл. 3.1.2 в соответствии с вариантом. ΔT , °С — разность температур ОС и ИЗА (источник загрязнения атмосферы); H — высота ИЗА, м, представлены в табл. 3.1.4. Степень очистки загрязняющих веществ принять: четные варианты — 98 %, нечетные варианты — 80 %.

Таблица 3.1.1

Исходные данные

Номер варианта	Годовые объемы выбросов загрязняющих веществ, т						ΔT , °С	H, м
	SO_2	CO_2	NO_2	пыль древесная	сажа	углеводороды		
1	3230	5800	9500	200	575	700	30	18
2	2112	4500	7200	150	432	600	40	25
3	2400	5200	9000	240	548	660	55	30
4	2680	5000	8000	260	508	740	170	80
5	3480	4890	7000	180	488	580	80	110
6	3684	4689	9400	166	468	640	160	120
7	2800	4655	8600	180	446	660	140	310
8	3460	4455	8400	146	569	780	45	150
9	3460	5246	8200	160	500	760	65	90
10	2432	5422	7800	140	402	650	155	50

Таблица 3.1.2

Показатель относительной опасности загрязнения атмосферы воздуха по территории различных типов

Вариант	Тип загрязнения территории	σ
1	Курорты, санатории, заповедники, заказники	10
2	Пригородные зоны отдыха	8
3	Садовые и дачные кооперативы	8

4	Территории промышленных предприятий	4
5	Леса 1-й группы	0,2
6	Леса 2-й группы	0,1
7	Леса 3-й группы	0,25
8	Пашни (южные зоны)	0,15
9	Виноградники, сады	0,5
10	Пастбища	0,05

Таблица 3.1.3

Показатель агрессивности примеси в атмосферном воздухе

Наименование вещества	A_i
Оксид углерода	1,0
Аммиак	4,64
Пыль древесная	19,6
Диоксид серы	16,5
Диоксид азота	19,6
Сероводород	41,1
Сажа	1,3
Углеводороды	1,7
Бензол	15,5

Таблица 3.1.4

Значения коэффициента f в зависимости от высоты источника выброса и разности температур ОС и источника

$\Delta T, ^\circ C$	Высота источника, м			
	до 20 м	20-100 м	101-300 м	более 300 м
25-50	<u>0,9</u>	<u>0,6</u>	<u>0,3</u>	<u>0,2</u>
	3,7	2,8	1,8	1,4
51-150	<u>0,8</u>	<u>0,4</u>	<u>0,1</u>	<u>0,1</u>
	3,5	2,4	1,4	1,1
более 150	<u>0,7</u>	<u>0,4</u>	<u>0,1</u>	<u>0,1</u>
	3,3	2,2	1,2	0,9

Примечание. При выбросе ЗВ со степенью очистки более 90 % принимается значение f , стоящее в числителе; при выбросе ЗВ со степенью очистки 70-90 % — значение, стоящее в знаменателе.

3.2. Определение экономического ущерба от загрязнения водоемов

Экономический ущерб от загрязнения водных объектов определяется по следующей формуле

$$U = \gamma \cdot \sigma \cdot M, \text{ р,} \tag{3.2.1}$$

где γ — величина удельного от загрязнения р./т;
 σ — поправка, учитывающая категорию водных объектов, представлен в табл. 3.2.2;
 M — приведенная масса сброса загрязняющих веществ, усл. т.

Приведенная масса годового сброса определяется по формуле

$$M = \sum_{i=2}^n A_i m_i, \text{ т}, \quad (3.2.2)$$

где A_i — показатель токсичности компонента сточных вод, представлен в табл. 3.2.3;

m_i — масса i -го вещества в сточных водах.

Задание. Определить экономический ущерб в результате загрязнения промышленными предприятиями водного объекта (табл. 3.2.2). Исходные значения принять по табл. 3.2.1. Значение удельного экономического ущерба от сброса 1 т условного загрязнителя примем 443,5 р.

Таблица 3.2.1

Исходные данные

Номер варианта	Годовые массы вещества, поступающих в водный объект со стоками					
	Нефте-продукты, т	Нитриты, кг	СПАВ, кг	Взвешенные вещества, т	Сульфаты, т	Хлориды, т
1	6,89	1317	9500	140	21,5	700
2	2,6	1200	7200	23,95	42,4	600
3	2,1	1455	1518	146	15,5	660
4	3,68	2500	4600	48,8	22,3	740
5	3,48	3440	7000	260	12,22	580
6	2,4	1234	2490	116	19,5	640
7	3,4	1166	4600	124	30,8	660
8	1,9	1144	5400	246	1,25	780
9	5,7	2468	6200	150	50,7	760
10	2,8	1722	3800	200	20,68	650

Таблица 3.2.2

Поправка на водохозяйственный участок

Номер варианта	Водный бассейн	Значение поправки σ
1	Печора	0,16
2	Обь	0,34
3	Нева	0,47
4	Дон	1,63
5	Волга	2,6
6	Енисей	0,19
7	Лена	0,15
8	Иртыш	2,1
9	Кубань	2,63
10	Урал	2,7

Таблица 3.2.3

Показатель относительной опасности сброса A_i

Вещество	Показатель A_i
Нитриты	0,33
Взвешенные вещества	0,05
Сульфаты	0,002
Хлориды	0,003
Азот общий	0,1
СПАВ	2,0
Нефть и нефтепродукты	20,0
Мышьяк	20,0
Цианиды	20,0
Стирол	10,0

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учебное пособие для вузов / Тугунов П. И., Новоселов В. Ф., Коршак А. А., Шаммазов А. М. — Уфа: «ДизайнПолиграфСервис», 2002. — 655 с.
2. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепровода / Минтопэнерго РФ. — М.: ТрансПресс, 1996 год.
3. Сотникова, О. А. Оценка состояния воздушного бассейна при эксплуатации теплогенерирующих установок: учебно-методическое пособие : рекомендовано ВГАСУ / Сотникова О. А. — Воронеж. гос. архит.-строит. ун-т. — Воронеж : Отдел оперативной полиграфии ВГАСУ, 2008. — 71 с.
4. Методика проведения специальной оценки условий труда, утвержденной приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 января 2014 г. N 33н.
5. ВРД 39-1.13-051-2001 Инструкция по нормированию расхода и расчету выбросов метанола для объектов ОАО «Газпром»: ведомственный руководящий документ: 29 ноября 2001 г / ООО «ВНИИГАЗ»

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	3
1. Загрязнение природной среды при трубопроводном транспорте и переработке нефти и нефтепродуктов.....	3
1.1. Оценка степени загрязнения земель.....	4
1.2. Расчет количества нефти, вылившейся из нефтепровода вследствие аварии.....	6
1.3. Очистные сооружения для нефтесодержащих стоков.....	12
2. Газовая отрасль как объект, оказывающий негативное воздействие на окружающую среду.....	17
2.1. Расчет загрязнения атмосферы при сжигании природного газа.....	18
2.2. Определение выбросов метанола.....	24
3. Экономическая оценка экологического ущерба.....	26
3.1. Определение экономического ущерба от загрязнения атмосферы.....	26
3.2. Определение экономического ущерба от загрязнения водоемов.....	28
Библиографический список.....	31

**ЗАГРЯЗНЕНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ОБЪЕКТАМИ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
к проведению практических занятий и самостоятельной работы
по дисциплине «Экология»
для студентов бакалавриата направления подготовки
21.03.01 «Нефтегазовое дело»
(профиль «Проектирование, строительство и эксплуатация
газонефтепроводов и газонефтехранилищ»)
всех форм обучения

Составитель
Долбилова Марина Александровна

Издается в авторской редакции

Подписано к изданию 03.04.2023
Уч.-изд. л. 1,7.

ФГБОУ ВО «Воронежский государственный технический университет»
394006 Воронеж, ул. 20-летия Октября, 84