

**РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ  
ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ**

*Методические указания по курсовому проектированию  
для студентов магистратуры направления 21.04.01*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ  
2020**

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
Санкт-Петербургский горный университет

Кафедра транспорта и хранения нефти и газа

## РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

*Методические указания по курсовому проектированию  
для студентов магистратуры направления 21.04.01*

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ  
2020

УДК 622.692.4 (073)

**РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ.** Методические указания по курсовому проектированию / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: *Л.Н. Духневич, А.К. Николаев, С.И. Читура, Э.Р. Джемилев*. СПб, 2020. 65 с.

Методические указания содержат основные сведения по выполнению курсового проекта по дисциплине «Ресурсосберегающие технологии транспорта и хранения углеводородов».

Предназначены для студентов магистратуры направления 21.04.01 «Нефтегазовое дело».

Научный редактор доц. *А.Г. Палаев*

Рецензент канд. техн. наук *И.Ю. Подавалов* (ООО «Газпром инвест»)

© Санкт-Петербургский  
горный университет, 2020

## **РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ**

*Методические указания по курсовому проектированию  
для студентов магистратуры направления 21.04.01*

Сост.: *Л.Н. Духневич, А.К. Николаев, С.И. Читура, Э.Р. Джемилев*

Печатается с оригинал-макета, подготовленного кафедрой  
транспорта и хранения нефти и газа

Ответственный за выпуск *Л.Н. Духневич*

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 28.05.2020. Формат 60×84/16.  
Усл. печ. л. 3,7. Усл.кр.-отг. 3,7. Уч.-изд.л. 3,6. Тираж 50 экз. Заказ 314. С 34.

Санкт-Петербургский горный университет  
РИЦ Санкт-Петербургского горного университета  
Адрес университета и РИЦ: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, 2

## ВВЕДЕНИЕ

Методические указания предназначены для студентов магистратуры, выполняющих курсовой проект по дисциплине «Ресурсосберегающие технологии транспорта и хранения углеводородов». Целью данного курсового проекта является закрепление теоретического материала по основным вопросам курса «Ресурсосберегающие технологии транспорта и хранения углеводородов», приобретение навыков самостоятельной работы в области проектирования ресурсосберегающих технологий и получение опыта работы со справочной и специальной литературой.

В проекте необходимо разработать технологическую схему транспорта и хранения нефти и газа для объекта, в соответствии с выбранной темой, определить источники технологических потерь нефти и газа, выполнить расчеты технологических потерь углеводородов по источникам потерь, разработать (подобрать) методы сокращения потерь углеводородов, определить эффективность выбранных методов ресурсосбережения углеводородов.

В задании на курсовой проект указываются: технологический объект транспорта и хранения углеводородов; производительность перекачки углеводородов; основные параметры оборудования; газовое или нефтяное месторождение; состав нефти или газа.

К заданию на курсовой проект прилагаются: генплан объекта.

В содержание проекта входят:

1. Расчетно-пояснительная записка (объем 25-30 страниц), которая должна включать в себя следующие разделы: а) Введение; б) Анализ источников потерь и методов ресурсосбережения в соответствии с выбранной темой курсового проекта; в) Расчет технологических потерь углеводородов по источникам; г) Гидравлический расчет трубопроводов; д) Разработка и эффективность методов ресурсосбережения углеводородов (приложение 5); е) Выводы; ж) Библиографический список.

2. Графическая часть (объем 2 листа формата А3) должна включать: а) Генплан проектируемого объекта (М 1:5000) с

нанесением трубопроводов; б) Расчетные схемы трубопроводов с указанием давлений и расходов, длин расчетных участков и диаметров; в) Схему с элементами ресурсосбережения (М 1:1000); г) Планы ресурсосберегающих мероприятий; д) Рабочий чертеж одного из узлов газопровода (элемента) газовой сети, нефтепровода, резервуара, сепаратора и т.д.; е) Спецификацию на материалы и оборудование, применяемых в ресурсосберегающих технологиях.

#### Рекомендуемые темы курсовых проектов:

1. Разработка мероприятий по ресурсосбережению на газораспределительной станции.

2. Использование вторичных энергоресурсов в газотранспортной системе.

3. Разработка ресурсосберегающих мероприятий при хранении нефтепродуктов в резервуаре РВС-5000 на нефтебазе в г. Краснодаре.

4. Разработка мероприятий по ресурсосбережению в сетях газораспределения и оценка их эффективности на примере газовых сетей Ярцевского района Смоленской области.

5. Применение методов ресурсосбережения при проектировании участка магистрального нефтепровода трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан».

6. Оценка эффективности ресурсосберегающей комбинированной мембранно-эжекторной системы улавливания легких фракций при закачке бензина в РВС-5000.

7. Расчет параметров, обеспечивающих ресурсосбережение углеводородов при эксплуатации резервуарного парка ОАО «ПТК - Терминал Ручьи».

8. Разработка ресурсосберегающих мероприятий с целью уменьшения напряжений магистрального газопровода «Уренгой-Помары-Ужгород», проложенного в карстовых зонах.

9. Расчет потерь нефти от испарения при эксплуатации резервуаров РВС-10000 и разработка ресурсосберегающих мероприятий для снижения потерь углеводородов на нефтебазе г. Ухта.

10. Разработка ресурсосберегающих мероприятий при хранении сжиженного природного газа (СПГ).

## 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Под технологическими потерями понимаются безвозвратные потери нефти (уменьшение ее массы), являющиеся следствием исходных ее физико-химических свойств, воздействия метеорологических факторов и степени совершенства используемых технологических процессов, технических средств и ресурсосберегающих мероприятий при сборе, подготовке, транспортировке и хранении нефти.

Технологические потери нефти нормируются по утвержденной в установленном порядке методике.

Нормативные технологические потери нефти используются в расчетах валовой добычи нефти, а также при установлении платежей за пользование недрами.

Фактические технологические потери нефти (реальные потери в данный момент времени) определяются по источникам потерь нефти на нефтепромысловых объектах в процессах добычи, сбора, подготовки, транспортировки и хранения нефти при условиях соблюдения технологических регламентов, правил и инструкций по эксплуатации и обслуживанию оборудования, аппаратов и сооружений.

Нефтепромысловые объекты: эксплуатационные скважины (кусты скважин или отдельно расположенные скважины), замерные установки, дожимные насосные станции, центральные пункты сбора нефти и газа, резервуарные парки и пр.

Источниками технологических потерь нефти являются:

– при добыче и сборе: фланцевые соединения; сальниковые уплотнения открытой запорной арматуры и полированного штока штанг на устье скважин и замерных установках; сепарационные узлы нефти и газа всех ступеней, если жидкость из конденсатосборников газосборных сетей и факельных линий не утилизируется на предприятиях нефтяных или иных компаний; резервуары и отстойники для предварительного сбора дренажных вод.

– при подготовке «сырой» нефти: технологические резервуары; отстойники или резервуары для очистки и подготовки сточных вод; сепараторы концевых ступеней сепарации нефти, если

газ из них сбрасывается на факел, а жидкость не утилизируется из конденсатосборников, и др.

– при транспортировке и хранении на промыслах: резервуары товарной нефти, дренажные емкости для сбора утечек нефти из сальниковых уплотнений насосов и др.

Технологические потери нефти условно классифицируются по видам: от испарения, от уноса капельной нефти газом, от уноса остаточной нефти пластовыми дренажными водами, от утечек нефти через уплотнения оборудования.

Выделившийся в резервуарах из нефти углеводородный газ относится к технологическим потерям нефти от испарения, если абсолютное давление в сепараторах КСУ не превышает 0,105 МПа. При давлениях сепарации более 0,105 МПа потери из резервуаров подлежат дифференциации: на потери нефтяного газа и потери нефти от испарения. Последние определяются по разнице между общей величиной потерь из резервуара и величиной потерь нефтяного газа, установленной по величине газового фактора пробы нефти, отобранной до резервуара и разгазированной до давления 0,105 МПа при температуре сепарации нефти.

Потери нефти, вызванные нарушением правил технической эксплуатации аппаратов, установок и оборудования, режимов технологических процессов, авариями технических сооружений, а также ремонтно-восстановительными работами, к технологическим потерям не относятся.

Определение технологических потерь нефти осуществляется территориальными и специализированными научно-исследовательскими институтами, научно-техническими центрами, специализированными лабораториями.

Известные методы определения потерь нефти от испарения подразделяются на прямые и косвенные.

К прямым методам относятся методы непосредственного измерения или расчета объема (массы) паров углеводородов, вытесняемых из емкости в процессе сливноналивных операций или хранения нефти. Достоинством прямых методов является достаточно хорошая точность измерений, а недостатком – трудоемкость проведения измерений в промышленных условиях на

действующих установках, резервуарах.

К косвенным относятся методы определения величины потерь по изменению физико-химических свойств нефти:

а) Концентрации остатка, т.е. того, что остается в пробе нефти после испарения из нее углеводородов до  $C_6$  включительно;

б) Давления насыщенных паров;

в) Углеводородного состава (метод расчета потерь по константам равновесия) в пробах, отобранных до и после резервуара.

Преимущество косвенных методов заключается в том, что определение потерь производится на основе анализов проб, проводимых в лабораторных условиях; возможна оценка потерь по нескольким последовательным источникам или целому технологическому процессу одновременно. Недостатком косвенных методов является сравнительно меньшая точность.

Резервуарные парки необходимы для приема нефти от добывающих предприятий, для учета нефти, для обеспечения заданных свойств нефти, включающих возможное смешивание одних сортов с другими (компаундирование), для хранения с целью компенсации неравномерности приема-отпуска нефти и работы МН.

В соответствии с этим назначением резервуарными парками оборудуют головные нефтеперекачивающие станции, некоторые из промежуточных нефтеперекачивающих станций, а также нефтебазы в конце магистрального нефтепровода.

Важной задачей при эксплуатации резервуарных парков является сохранение качества и количества продукта. Это требует обеспечения максимальной герметизации всех процессов слива, налива и хранения. Основная доля потерь от испарения на протяжении всего пути движения нефти от промысла до нефтеперерабатывающих заводов, на самих заводах и нефтепродуктов от заводов до потребителей приходится на резервуары (по отраслям нефтяной промышленности количественные безвозвратные потери распределяются следующим образом: потери на нефтепромыслах – 4,0%; на нефтеперерабатывающих заводах – 3,5%; при транспорте и хранении нефти и нефтепродуктов на нефтебазах и



нефтепродуктопроводах – 2,0%. Всего 9,5%).

Испарение нефти и бензинов приводит к изменению их физико-химических свойств, уменьшению выхода светлых нефтепродуктов при переработке нефти, ухудшению эксплуатационных характеристик двигателей. В связи с этим затрудняется запуск двигателей, надежность их работы, увеличивается расход топлива и сокращается срок эксплуатации. Теряемые легкие углеводороды загрязняют окружающую среду и повышают пожароопасность предприятий.

Потери нефтепродуктов на нефтебазах происходят в результате нарушения правил технической эксплуатации сооружений и технологического оборудования. Эти потери (от утечек, смещения, загрязнения, обводнения, не слитого остатка и др.) должна быть полностью ликвидирована или уменьшена путем повышения технического уровня эксплуатации, проведения организационно-технических и профилактических мероприятий.

Автозаправочная станция – комплекс зданий, сооружений и оборудования, ограниченный участком площадки и предназначенный для заправки транспортных средств моторным топливом и маслом.

Основными задачами курсового проекта являются расчет основных потерь нефти от испарения в резервуарном парке, анализ полученных данных и определение мероприятий по сокращению потерь, так и рассмотрение основных положений по проектированию АЗС, подбор и расчет резервуарного парка, оборудования и топливораздаточных колонок.

## **2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ НЕФТИ ОТ ИСПАРЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЕМ ОБЪЁМА ПАРОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ, ВЫТЕСНЯЕМОЙ ИЗ РЕЗЕРВУАРА**

Потери углеводородов рассчитываются по формуле:

$$G = V \cdot C \cdot p,$$

где  $G$  - потери углеводородов, кг;  $V$  - объем паровоздушной смеси, вышедшей из резервуара за измеряемый промежуток времени, приведенный к давлению 0,101 МПа и температуре 273 К, м<sup>3</sup>;  $C$  - концентрация углеводородов в выходящей из резервуара паровоздушной смеси, доли единицы;  $p$  - средняя плотность вытесняемых из резервуаров углеводородных паров, приведенных к давлению 0,101 МПа и температуре 273 К, кг/м<sup>3</sup>.

Объем паровоздушной смеси, выходящей из резервуаров, измеряется ротационными газовыми счетчиками типа РГ, выбираемыми по максимально ожидаемой производительности; нормальными диафрагмами, смонтированными на резервуарах в соответствии с РД 50-213-80; анемометрами. В холодное время года применять счетчики не рекомендуется, так как на роторах оседает иней, затрудняющий вращение последних.

Концентрация углеводородов определяется не менее 8 раз за время заполнения резервуара по анализам проб паровоздушной смеси на газоанализаторах КГА1-1 (ОСТ 25.1256) или хроматографах. Во избежание искажения результатов анализов вследствие конденсации углеводородов температура подаваемых на анализ проб должна быть не ниже, чем температура паров, выходящих из резервуара.

Средняя плотность углеводородистых паров нефти определяется по результатам хроматографических анализов состава проб паровоздушной смеси по ГОСТ 14920.

При отсутствии данных хроматографических анализов плотность паров можно рассчитать по формуле:

$$\rho = \frac{M_{\Pi}}{22,41},$$

где  $M_{\Pi} = 0,0043(212 + t_{\text{НК}})^{1,7}$  - средняя молярная масса углеводородных паров нефти в паровоздушной смеси, кг/моль;  $t_{\text{НК}}$  - температура начала разгонки нефти, °С.

Уровень нефти в резервуарах измеряется стационарными уровнемерами или измерительной рулеткой с грузом (лотом) по ГОСТ 7502.

Выбранный в качестве объекта исследований резервуар тщательно проверяется, неплотности, обнаруженные в кровле, устраняются (например, заливаются эпоксидной смолой), фланцевые соединения герметизируются.

В начале и конце заполнения резервуара нефтью фиксируются показания счетчика (или расходомера, анемометра), уровнемера, атмосферное давление, температура паровоздушной смеси, температура воздуха, отбираются пробы паровоздушной смеси (ПВС) на хроматографический анализ. Фиксируются давление и температура в сепараторах КСУ, если нефть из этих установок поступает в резервуар.

В промежуточные моменты времени ежечасно измеряется температура ПВС и отбираются пробы ПВС для определения концентрации углеводородов на газоанализаторе КГА1-1 (ОСТ 25.1256).

Отбирается до резервуара одна проба нефти за период наблюдения в любое время для последующего определения фракционного и углеводородного состава, плотности, давления насыщенных паров, газового фактора (при температуре в резервуаре и давлении 1,05 ата).

При расчете средней плотности паров по результатам хроматографических анализов принимается среднеарифметическое значение.

Концентрация углеводородов в ПВС определяется как среднеарифметическое всех значений за время заполнения резервуара.

Величина потерь углеводородов, рассчитываемая по формуле, относится на одну тонну поступившей за время наблюдения нефти.

При эксплуатации резервуара в подключенном режиме

вследствие непредсказуемости периодов увеличения уровня нефти в резервуаре и колебания температур в его газовом пространстве наблюдения за показаниями счетчика ведутся непрерывно в течение установленного времени измерения потерь (например, двое суток).

Величина потерь углеводородов за каждый период нарастания показаний счетчика рассчитывается по приведенной формуле. Потери за время наблюдения определяются как сумма потерь на одну тонну перекачиваемой по трубопроводу нефти за время наблюдения.

Все данные экспериментов и характеристика резервуара (размеры, тип дыхательной арматуры, место в технологическом цикле и т.д.) оформляются в журнале наблюдений.

Относительная среднеквадратичная погрешность определения потерь нефти равна, %:

$$\delta_G = \frac{\Delta G \cdot 100\%}{\bar{G}} = \sqrt{\delta_v^2 + \delta_c^2 + \delta_p^2},$$

где  $\Delta G$  - среднеквадратичное отклонение результатов  $n$  определений величины потерь от среднего значения;  $\bar{G}$  - среднеарифметическое значение результатов  $n$  определений величины потерь;  $n$  - количество заполнений резервуара от нижнего

до верхнего уровня;  $\delta_v = \sqrt{\frac{S_v^2}{\bar{V}^2}} \cdot 100\%$  - относительная среднеквадратичная погрешность результатов  $n$  измерений объема паровоздушной смеси, выходящей из резервуара;  $S_v^2$  - выборочная дисперсия по  $n$  измерениям объема паровоздушной смеси, выходящей из резервуара;  $\bar{V}$  - среднеарифметическое значение объема паровоздушной смеси по  $n$  измерениям.

Величина  $\delta_v$  зависит от выбранного способа измерения объема выходящей из резервуара ПВС.

$$\delta_c = \sqrt{\frac{S_c^2}{\bar{C}^2}} \cdot 100\% \quad - \quad \text{относительная среднеквадратичная}$$

погрешность результатов определений концентрации углеводородов

в паровоздушной смеси при  $n$  заполнениях резервуаров, %, где  $S_c^2$  - выборочная дисперсия концентрации углеводородов в ПВС при  $n$  заполнениях резервуаров;  $\bar{C}$  - среднеарифметическое значение концентрации углеводородов в ПВС при  $n$  заполнениях резервуаров, %.

Для  $n$  наблюдаемых значений  $x_1, x_2, \dots, x_n$  случайной величины  $x$  выборочную дисперсию принято определять выражением:

$$S_x^2 = \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 / (n - 1),$$

где  $\bar{x}$  - среднеарифметическое значение случайной величины  $x$ .

$$\delta_p = \sqrt{\frac{S_p^2}{\bar{p}^2}} \cdot 100\% \quad - \quad \text{относительная среднеквадратичная}$$

погрешность результатов определений концентрации углеводородов в паровоздушной смеси при  $n$  заполнениях резервуаров, %, где  $S_p^2$  - выборочная дисперсия плотности углеводородных паров при  $n$  заполнениях резервуара;  $\bar{p}$  - среднеарифметическое значение плотности углеводородных паров при  $n$  заполнениях резервуаров.

Относительная среднеквадратичная погрешность определения величины потерь нефти при 10 заполнениях резервуара зависит от применяемых измерительных средств и находится в пределах 6 - 15 % масс.

### 3. МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ НЕФТИ ОТ ИСПАРЕНИЯ ПО КОНЦЕНТРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ПАРОВ, ВЫТЕСНЯЕМЫХ ИЗ РЕЗЕРВУАРА

Потери углеводородов за одно наполнение резервуара рассчитываются по формуле:

$$G = \sum_{i=1}^n G_i,$$

где  $G_i = \frac{T_0}{P_0} \left[ V_i (1 - C_i) \frac{P_i}{T_i} - V_{i+1} (1 - C_{i+1}) \frac{P_{i+1}}{T_{i+1}} \right] \frac{C_i}{1 - C_1} \bar{\rho}_i$  - масса углеводородов, теряемая из резервуара за промежуток времени  $(i; i+1)$ , кг;  $n$  - число промежутков времени;  $(V_i; V_{i+1})$  - объемы газового пространства резервуара в моменты времени  $(i; i+1)$ , м<sup>3</sup>;  $(C_i; C_{i+1})$  - объемная концентрация углеводородов в газовом пространстве резервуара в моменты времени  $(i; i+1)$ , доли единицы;  $T_0, P_0$  - температура и давление при нормальных условиях, К, МПа;  $\bar{\rho} = \frac{P_i + P_{i+1}}{2}$  - средняя плотность теряемых углеводородных паров при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>;  $C_i = \frac{C_{vi} + C_{vi+1}}{2}$  - средняя объемная концентрация углеводородов в паровоздушной смеси, вытесняемой в атмосферу из резервуара за промежуток времени  $(i; i+1)$ , доли единицы.

Концентрация углеводородов в газовом пространстве резервуара в момент времени  $i$  определяется по формуле:

$$C_i = \frac{C_{vi} + 3C_{ci} + C_{ni}}{5},$$

где  $C_{vi}, C_{ci}, C_{ni}$  - объемная концентрация углеводородов в верхней, средней и нижней точках газового пространства резервуара, доли

единицы.

Если за весь период заполнения резервуара среднее значение концентрации углеводородов в выходящей паровоздушной смеси превышает 0,4, определение потерь может производиться по формуле:

$$G = \frac{T_0}{P_0} \left[ V_n (1 - C_n) \frac{P_n}{T_n} - V_k (1 - C_k) \frac{P_k}{T_k} \right] \frac{C_{cp}}{1 - C_{cp}} \rho_0,$$

где  $C_{cp} = \frac{C_0 + 3C_1 + 3C_2 + C_3}{8}$  - средняя объемная концентрация

углеводородов в выходящей паровоздушной смеси за весь период заполнения, доли единицы;  $C_0, C_1, C_2, C_3$  - объемная концентрация углеводородов в выходящей из резервуара паровоздушной смеси в начале наполнения, в двух промежуточных точках и в конце наполнения, доли единицы;  $C_n, C_k, T_n, T_k$  - объемная концентрация углеводородов и температура в газовом пространстве резервуара в начале и конце заполнения, доли единицы, К;  $V_n, V_k, P_n, P_k$  - объем газового пространства резервуара и давление в нем в начале и конце заполнения, м<sup>3</sup>, МПа;  $\rho_0$  - средняя плотность паров углеводородов в выходящей паровоздушной смеси за весь период заполнения, кг/м<sup>3</sup>.

Относительную среднеквадратичную погрешность определения величины потерь нефти при  $n$  заполнениях резервуара принято рассчитывать по формуле:

$$\delta_\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n (\delta_k - \bar{\sigma})^2}{(n-1) \cdot \bar{\sigma}^2}},$$

где  $\delta_k = \frac{G_k}{m_k}$  - удельная величина потерь нефти при  $k$ -том заполнении резервуара, кг/т;  $G_k$  - потери нефти от испарения при  $k$ -

м заполнении резервуара, т;  $m_k$  - масса поступившей нефти в резервуар за время наполнения, т;  $\bar{\sigma}$  - среднеарифметическое значение удельной величины потерь нефти при  $n$  заполнениях.

Относительная среднеквадратичная погрешность определения величины потерь нефти при 10 заполнениях резервуара находится в пределах 9 - 15 % в зависимости от величины потерь.

### **Порядок проведения измерений**

В журнал наблюдений вносят:

- дату проведения испытаний;
- номер резервуара;
- тип резервуара (РВС, ЖБР);
- полный объем резервуара (с учетом объема под кровлей),

м<sup>3</sup>;

- высоту резервуара, м;
- диаметр резервуара, м;
- типоразмеры дыхательных клапанов и их количество, шт.;
- режим испытаний (заполнение - опорожнение, подключенный);
- наименование нефти;
- дата и продолжительность предыдущей выкачки нефти из

резервуара;

- время простоя резервуара с остатком, ч.

Определяется начальный уровень нефти в резервуаре ( $H_n$ ) по уровнемеру или замеряется рулеткой с лотом по ГОСТ 7502.

Отбираются пробы паровоздушной смеси в трех точках: над уровнем нефти - 1 проба, в середине газового пространства - 2 пробы, под кровлей резервуара - 1 проба. Схема расположения точек отбора проб и замера температуры газового пространства и нефти представлена на рис. 1. Пробы паровоздушной смеси доставляются в лабораторию, где анализируются на объемное содержание углеводородов с помощью газоанализатора КГА1-1, а одна из средних проб анализируется на углеводородный состав на хроматографе для определения плотности углеводородных паров.

Измеряются максимальным термометром или с помощью



хромелькопелевых термопар температура газового пространства резервуара в трех точках (см. рис. 1), температура нефти на глубине 0,05 м от поверхности. Температура воздуха измеряется термометром метеорологическим (ГОСТ 112). Измеряется атмосферное давление барометром-анероидом.

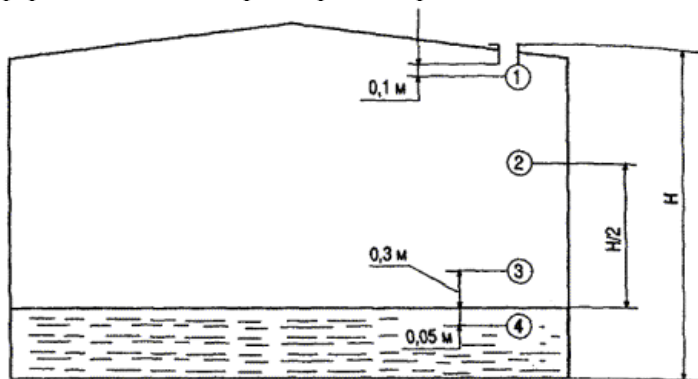


Рис. 1. Схема расположения точек отбора проб паровоздушной смеси и замера температуры газового пространства:

1, 2, 3, 4 - точки измерения температуры; 1, 2, 3 - точки отбора проб паровоздушной смеси

Начинают наполнение резервуара. Фиксируется время начала заправки нефти.

При уровне взлива  $H_1 = H_n + (H_k - H_n) / 3$  производят первые промежуточные измерения и отборы проб. Фиксируется время достижения уровня  $H_1$ . Конечный уровень заполнения резервуара нефтью -  $H_k$ .

При уровне взлива  $H_2 = H_n + 2(H_k - H_n)/3$  производят вторые промежуточные измерения и отборы проб. Фиксируется время достижения уровня  $H_2$ .

В конце заполнения резервуара (за 10-20 мин до конечного уровня взлива  $H_k$ ) производят измерения температур и атмосферного давления, отборы проб. Фиксируется время достижения уровня.

Из подводящего трубопровода в процессе наполнения резервуара в любое время отбирается проба нефти для последующего определения газового фактора при давлении 1,05 ата

и температуре нефти, поступающей в резервуар, углеводородного и фракционного состава, плотности.

Определенные по формулам потери относятся к массе закачанной в резервуар нефти и выражаются в кг/т.

В журнал наблюдений заносят данные экспериментов:

- уровни нефти в резервуаре (начальный, первый промежуточный, второй промежуточный, конечный);

- время достижения каждого уровня;

- объемы нефти в резервуаре, соответствующие каждому уровню, м<sup>3</sup>;

- концентрация углеводородов в газовом пространстве резервуара, соответствующая уровню, % об. (над уровнем нефти, в середине газового пространства, у кровли);

- сведения об отборе проб паровоздушной смеси на анализ углеводородного состава;

- температура в газовом пространстве резервуара, соответствующая уровню нефти (над уровнем нефти, в середине газового пространства, у кровли), °С;

- температура нефти на глубине 0,05 м от поверхности, °С;

- температура окружающего воздуха, °С;

- атмосферное давление, кПа;

- сведения об отборе проб нефти;

- выписка из вахтового журнала - плотность нефти при температуре перекачки, кг/м<sup>3</sup>.

Организация и проведение исследований оформляется актом, составленным совместно с представителями предприятий.

#### 4. МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ НЕФТИ ОТ ИСПАРЕНИЯ ПО ИЗМЕНЕНИЮ УГЛЕВОДОРОДНОГО СОСТАВА

Величина потерь нефти от испарения определяется по формуле:

$$\sigma = 1 - C' / C'',$$

где  $\sigma$  - величина потерь нефти от исходной нефти, доли массовые);  $C'$  - концентрация «остатка», т.е. того, что остается в обезвоженной пробе нефти, отобранной до резервуара, после испарения из нее углеводородов не менее чем до  $C_6$  включительно, доли массовые;  $C''$  - концентрация «остатка» в пробе нефти, отобранной после резервуара, доли массовые.

Концентрации  $C'$  и  $C''$  определяются по формуле:

$$C' = 1 - \sum_{i=1}^6 C'_i, \quad C'' = 1 - \sum_{i=1}^6 C''_i,$$

где  $\sum_{i=1}^6 C'_i$ ,  $\sum_{i=1}^6 C''_i$  - соответственно суммарные концентрации углеводородов в пробах нефтей, отобранных до и после резервуара.

Углеводородный состав нефти ( $C_i$ ) определяют хроматографическим методом по ГОСТ 13379. Перед загрузкой в хроматограф нефть обезвоживают карбидом кальция.

При анализе газосодержащих нефтей вследствие отсутствия надежных способов ввода в испаритель хроматографа проб нефтей с давлением насыщенных паров выше атмосферного анализы ведут поэтапно: разгазируют газосодержащую нефть, отдельно анализируют пробы отделившегося от нефти газа и разгазированной нефти.

Концентрации индивидуальных углеводородов в исходной нефти рассчитывают по формуле:

$$C_i = \frac{\bar{C}_i + \Gamma \cdot \rho_i \cdot Y_i}{1 + \Gamma \cdot \rho_o}; \quad \Gamma = \frac{V_\Gamma}{G_{\text{рн}}},$$

где  $\bar{C}_i$  - массовая концентрация  $i$ -го углеводорода в разгазированной нефти, массовые доли;  $\rho_i, Y_i$  - плотность и концентрация  $i$ -го углеводорода в газе, выделившемся из нефти при давлении 0,101 МПа и температуре 20°C; кг/м<sup>3</sup> и доли мольные;  $\rho_o$  - плотность газа при давлении 0,101 МПа и температуре 20°C, кг/м<sup>3</sup>;  $\Gamma$  - остаточный газовый фактор, м<sup>3</sup>/кг;  $V_\Gamma$  - объем газа, выделившегося из нефти при давлении 0,101 МПа и температуре 20°C, м<sup>3</sup>;  $G_{\text{рн}}$  - масса пробы исследуемой разгазированной нефти, кг.

В метеорологии ошибки измерений (прямых и косвенных) принято оценивать среднеквадратичным отклонением, выраженным в абсолютной или относительной форме. По ГОСТ 8.381 среднеквадратичное отклонение результата косвенных измерений величины, являющейся функцией  $x = F(Y_1, Y_2, \dots, Y_m)$ , вычисляют по формуле:

$$S = \sqrt{\left[ \frac{\partial F}{\partial y_1} \right]^2 \cdot S_1^2 + \left[ \frac{\partial F}{\partial y_2} \right]^2 \cdot S_2^2 + \dots + \left[ \frac{\partial F}{\partial y_m} \right]^2 \cdot S_m^2},$$

где  $S_1, S_2, \dots, S_m$  - среднеквадратичные отклонения результатов измерений величин  $Y_1, Y_2, \dots, Y_m$ .

Применительно к рассматриваемому методу среднеквадратичная абсолютная ошибка в определении потерь равна:

$$\Delta \sigma = (1 - \sigma) \cdot \sqrt{\delta_{c'}^2 + \delta_{c''}^2} \cdot 100\%,$$

где  $\delta_{c'}$  и  $\delta_{c''}$  - среднеквадратичные относительные ошибки в определении концентрации «остатков» в пробах нефти, отобранных до и после резервуара.

Среднеквадратичная относительная ошибка в определении потерь выражается формулой:

$$\varepsilon = \frac{1 - \sigma}{\sigma} \cdot \sqrt{\delta_{c'}^2 + \delta_{c''}^2} \cdot 100\% .$$

Метод применим, если разница в концентрациях остатков в пробах нефти, отобранных до и после источника потерь, больше допустимых расхождений между параллельными определениями концентрации на хроматографе по ГОСТ 13379, ГОСТ 14920.

### Пример расчета технологических потерь нефти по изменению ее углеводородного состава

Таблица 1

**Углеводородные составы проб нефти до и после резервуара**

Компоненты	Содержание компонентов		
	до резервуара		после резервуара
	в нефтяном газе, мольные доли	в дегазированной нефти, массовые доли	в нефти, массовые доли
1	2	3	4
Метан ( $\text{CH}_4$ )	0,4090	-	-
Этан ( $\text{C}_2\text{H}_6$ )	0,0855	0,0020	0,0015
Пропан ( $\text{C}_3\text{H}_8$ )	0,3054	0,0102	0,0083
Изо-бутан (i $\text{C}_4\text{H}_{10}$ )	0,0493	0,0155	0,0082
Н-бутан (n $\text{C}_4\text{H}_{10}$ )	0,0935	0,0223	0,0131
Изо-пентан (i $\text{C}_5\text{H}_{12}$ )	0,0236	0,0152	0,0108
Н-пентан (n $\text{C}_5\text{H}_{12}$ )	0,0186	0,0165	0,0121
Гексан ( $\text{C}_6\text{H}_{14}$ )	0,0151	0,0163	0,0159
Остаток ( $\text{C}_7$ + выш.)	-	0,9020	0,9301
Итого:	1,0000	1,0000	1,0000

Определяем суммарные концентрации легких углеводородов в пробах дегазированной нефти до и после резервуара:

$$\sum_{i=1}^6 C_i' = 0,0020 + 0,0102 + 0,0155 + 0,0223 + 0,0152 + \\ + 0,0165 + 0,0163 = 0,0980 \text{ масс. доли},$$

$$\sum_{i=1}^6 C_i'' = 0,0015 + 0,0083 + 0,0082 + 0,0131 + 0,0108 + \\ + 0,0121 + 0,0159 = 0,0699 \text{ масс. доли}.$$

Рассчитаем концентрации легких углеводородов в пробах нефти, отобранных до и после резервуара:

$$\sum_{i=1}^6 C_i' = \frac{0,098 + 2 \cdot 10^{-3} \cdot 1,467}{1 + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 1,467} = 0,1020 \text{ масс. доли},$$

$$\sum_{i=1}^6 C_i'' = 0,0699 \text{ масс. доли}.$$

Рассчитаем концентрации «остатков»:

$$C' = 1 - 0,1020 = 0,8980 \text{ масс. доли},$$

$$C'' = 1 - 0,0699 = 0,9301 \text{ масс. доли}.$$

Разность концентраций остатков 0,0321 масс. доли больше сходимости между параллельными определениями 0,0100 по ГОСТ 13379, метод можно применять для расчета потерь.

Технологические потери нефти:

$$\sigma = \left[ 1 - \frac{0,8980}{0,9301} \right] \cdot 100\% = 3,5\% \text{ масс.}$$

Относительная среднеквадратичная ошибка в определении потерь:

$$\varepsilon = \frac{1 - 0,0345}{0,0345} \cdot \sqrt{\left[ \frac{0,005}{0,8980} \right]^2 + \left[ \frac{0,004}{0,9301} \right]^2} \cdot 100\% = 16,96\%,$$

где 0,005 масс. доли - абсолютная ошибка в определении концентрации остатка  $C'$  по ГОСТ 13379; 0,004 масс. доли - абсолютная ошибка в определении концентрации остатка  $C''$  по ГОСТ 13379.

## 5. РАСЧЁТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ НЕФТИ ОТ ИСПАРЕНИЯ ИЗ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ ПРОМЫСЛОВ И МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Метод основан на замене реального неравновесного процесса испарения легких углеводородов нефти в резервуарах гипотетическим равновесным, у которого величина потерь одинакова с неравновесным. Неравновесность реального процесса испарения следует из того, что концентрация углеводородов в паровоздушном пространстве резервуара, как правило, ниже концентрации насыщения. Это свидетельствует о том, что динамическое равновесие между нефтью и ее парами отсутствует. Если бы при заполнении резервуаров постоянно вытеснялась в атмосферу насыщенная паровоздушная смесь, то такой процесс был бы равновесным.

Гипотетически можно свести неравновесный процесс испарения в резервуарах к равновесному, если уменьшить объем воздуха, контактирующего с нефтью, до такой величины, при которой количество углеводородов, перешедшее в паровое пространство в неравновесном процессе, было бы достаточно для образования насыщенной паровоздушной смеси. Теоретически количественная связь между параметрами равновесного и неравновесного процессов выражается формулой:

$$P_s = \frac{P_p - P_{\text{п.воды}}}{1 + 1,202 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{P_p - P_{\text{п.воды}}}{T_c} \cdot \frac{M_{\text{он}} \cdot n}{\rho_{\text{он}} \cdot e'}},$$

где  $P_s$  - давление насыщенных паров нефти, тождественно равное парциальному давлению углеводородов в газовом пространстве резервуара в равновесном процессе, Па;  $P_p$  - давление в газовом пространстве резервуара, Па;  $P_{\text{п.воды}}$  - давление насыщенных паров воды при температуре в резервуаре, Па;  $T_c$  - температура в



резервуаре, К;  $M_{0н}$  - молекулярная масса исходной нефти;  $\rho_{0н}$  - плотность исходной нефти при температуре  $T_c$ , кг/м<sup>3</sup>;  $n = \frac{V_a}{V_0}$  - отношение объема воздуха  $V_a$  к объему поступившей в резервуар нефти  $V_0$  в равновесном процессе;  $e'$  - мольная доля потерь нефти в неравновесном процессе, тождественно равная потерям в равновесном процессе.

Переход к равновесному процессу необходим, чтобы иметь возможность рассчитывать потери нефти от испарения из технологических и товарных резервуаров, промыслов и магистральных нефтепроводов по константам фазового равновесия. Метод может быть использован для расчетов процесса сепарации нефти.

### Пример расчета

Исходные данные для расчёта.

– Углеводородный состав исходной нефти -  $X_{0i}$ , % масс (от  $C_1$  до  $C_6$  +), по ГОСТ 13379.

– Молекулярная масса исходной нефти -  $M_{0н}$ .

– Плотность исходной нефти при температуре 293 К -  $\rho_{0н}$ , кг/м<sup>3</sup>;

– Температура нефти в резервуаре -  $T_c$ , К.

– Молекулярная масса компонентов -  $M_{0i}$ .

Таблица 2

Исходные данные по расчёту

Компо- ненты	$C_1H_4$	$C_2H_6$	$C_3H_8$	$iC_4H_{10}$	$nC_4H_{10}$	$iC_5H_{12}$	$nC_5H_{12}$	$C_6H_{14}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
$M_{0i}$	16	30	44	58	58	72	72	86

Давление насыщенных паров товарной нефти после

резервуаров в пункте сдачи по ГОСТ 1756 (выписки из журналов лабораторий или по замерам исследователей) -  $P'_s$ , Па.

Расчеты потерь выполняются на 1 моль исходной нефти.

### Последовательность расчётов

Определяется молярная концентрация (в долях единицы) каждого компонента (по  $C_5$  включительно) в нефти по формуле:

$$X'_{0i} = \frac{M_{0n} X_{0i'}}{M_{0i}} \cdot 100\% .$$

Определяется молярная концентрация (в долях единицы) в нефти компонента  $C_6$  + по формуле:

$$X_{06} = 1 - \sum_{i=1}^5 X_{0i} .$$

Давление в системе  $P_c$ :

$$P_c = P_p - P_{\text{п.воды}} ,$$

где  $\lg P_{\text{п.воды}} = 2,747 + \frac{T_c - 273}{0,143T_c - 5} .$

Давление насыщенных паров товарной нефти при нулевом соотношении фаз и температуре  $T_c$ :

$$P_s = 1,7 \cdot 1,11 \cdot P'_s .$$

Пересчет давления насыщенных паров на другие температуры выполняется по формуле:

$$P_{st} = P_{st1} \cdot e^{-0,025(t_1 - t)} .$$

Рассчитываются константы фазового равновесия индивидуальных компонентов нефти  $K_i$  при давлении в системе  $P_c$  и температуре  $T_c$  в резервуаре:

$$\lg K_i = a_i + \frac{b_i T_c}{c_i + T_c} - m_i \lg P_c.$$

Коэффициенты  $a_i$ ,  $b_i$ ,  $c_i$ ,  $m_i$  для каждого компонента принимаются из табл. 3.

Таблица 3

Значения коэффициентов  $a_i$ ,  $b_i$ ,  $c_i$ ,  $m_i$  для компонентов нефти

Компоненты	$a_i$	$b_i$	$c_i$	$m_i$
1	2	3	4	5
CO <sub>2</sub>	17,7	-9,79	-27,35	0,996
N <sub>2</sub>	4,58	4,51	82,00	1,006
CH <sub>4</sub>	5,66	2,38	117,00	1,000
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	-75,78	84,18	7,00	0,993
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	-65,29	74,11	12,56	0,989
i C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	422,12	13,34	-2,39	0,986
n C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	-99,6	108,57	10,43	0,986
i C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	-2773,9	2782,74	0,42	0,986
n C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	-107,18	116,18	11,29	0,983
C <sub>6</sub> +	2944,99	-2936,44	-0,55	0,970

Плотность исходной нефти при заданной температуре  $T_c$  определяется по формуле (ГОСТ 3900), кг/м<sup>3</sup>:

$$\rho_{0T} = \rho_{0н} - \gamma(T_c - 293),$$

где  $\gamma$  - средняя температурная поправка плотности, которая принимается из табл. 4.

Рассчитываются константы фазового равновесия каждого  $i$ -го компонента в присутствии воздуха по формуле:

$$K_{i\alpha} = \frac{P_p - P_{\text{п.воды}}}{P_s} \cdot K_i.$$

Рассчитывается методом последовательных приближений мольная доля потерь  $e'$  по уравнению:

$$\sum \frac{K_{ia} \cdot X'_{0i}}{1 + e'(K_{ia} - 1)} = 1.$$

Среднеквадратичная относительная ошибка определения потерь по расчетно-экспериментальному методу не превышает 15 % при доверительной вероятности 95 %.

Таблица 4

**Температурная поправка на плотность нефти**

Плотность, $\rho_{0н}$	Температурная поправка, g	Плотность, $\rho_{0н}$	Температурная поправка, g
1	2	3	4
630,0 - 699,9	0,910	800,0 - 809,9	0,765
700,0 - 709,9	0,897	810,0 - 819,9	0,752
710,0 - 719,9	0,884	820,0 - 829,9	0,738
720,0 - 729,9	0,870	830,0 - 839,9	0,725
730,0 - 739,9	0,857	840,0 - 849,9	0,712
740,0 - 749,9	0,844	850,0 - 859,9	0,699
750,0 - 759,9	0,831	860,0 - 869,9	0,686
760,0 - 769,9	0,818	870,0 - 879,9	0,673
770,0 - 779,9	0,805	880,0 - 889,9	0,660
780,0 - 789,9	0,792	890,0 - 899,9	0,647
790,0 - 799,9	0,778		

## 6. МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ НЕФТИ ОТ УТЕЧЕК ЧЕРЕЗ УПЛОТНЕНИЯ НАСОСОВ, ФЛАНЦЕВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ, САЛЬНИКОВЫЕ УПЛОТНЕНИЯ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ

Техническими условиями на центробежные насосы с сальниковыми и торцевыми уплотнениями валов предусматриваются утечки перекачиваемой среды через уплотнения как неизбежные, связанные с образованием и отводом фрикционного тепла от пар трения. Величина утечек для насосов различных типоразмеров с сальниковыми уплотнениями изменяется в пределах 12 - 30 л/ч, с торцевыми уплотнениями от 0,04 до 0,3 л/ч. Отделившаяся от уплотнений жидкость попадает в воронки, а из них без задержек по вертикальным трубам и наклонному коллектору в подземную дренажную емкость (от 8 - 40 м<sup>3</sup>) по ТУ 26-18-34-89Е. Вытесняемые в атмосферу жидкостью, по мере наполнения емкости, пары нефти представляют технологические потери нефти от утечек через уплотнения насосов.

Потери нефти от утечек через уплотнения насосов рассчитываются по формуле, % масс:

$$\begin{aligned} \Pi_y = \frac{T_0 \cdot 10^{-4}}{mP_0} \cdot \left[ \frac{P_1 C_s' \rho_n'}{T_1} \left( \sum_{i=1}^k \beta_i \tau_{i1} + \frac{Vn_1}{2} \right) + \right. \\ \left. + \frac{P_2 C_s'' \rho_n''}{T_2} \left( \sum_{i=1}^k \beta_i \tau_{i2} + \frac{Vn_2}{2} \right) \right], \end{aligned}$$

где  $m$  - масса нефти, перекачанная насосной станцией за год, т;  $\beta_i$  - утечки перекачиваемой жидкости через уплотнение  $i$ -го насоса, принятые по его паспорту или техническим условиям, л/ч;  $\tau_{i1}, \tau_{i2}$  - время работы  $i$ -го насоса соответственно в весенне-летний и осенне-зимний периоды года, ч;  $C_s', C_s''$  - концентрация углеводородов в газовом пространстве дренажной емкости соответственно в весенне-летний и осенне-зимний периоды

года, доли мольные. Определяется как среднеарифметическое хроматографических анализов 10 проб паровоздушной смеси (ПВС), отбираемых последовательно из емкости в течение 10 дней в каждом периоде;  $\rho_n', \rho_n''$  - плотность паров нефти по хроматографическим анализам ПВС, вытесняемых из дренажной емкости в весенне-летний и осенне-зимний периоды, г/дм<sup>3</sup>;  $V$  - объем дренажной емкости, м<sup>3</sup>;  $n_1, n_2$  - количество откачек из дренажной емкости соответственно в весенне-летний и осенне-зимний периоды;  $P_1, P_2, T_1, T_2$  - соответственно давление и температура в газовом пространстве дренажной емкости в весенне-летний и осенне-зимний периоды (среднеарифметические данные замеров в моменты отбора проб), кг/см<sup>2</sup>, К;  $P_0, T_0$  - нормальные давление и температура, кг/см<sup>2</sup>, К;  $k$  - количество насосов на насосной станции.

Потери нефти от утечек через уплотнения насосов рассчитываются как средневзвешенное значение потерь по насосным станциям, % масс:

$$\Pi = \frac{\left( \sum_{i=1}^{\alpha} \Pi_{yi} \cdot m_i \right) \cdot 100\%}{M},$$

где  $\Pi_{yi}$  - потери нефти от утечек на  $i$ -й насосной станции, % масс;  $m_i$  - масса нефти, перекачанная  $i$ -й насосной станцией за год, т;  $M$  - годовая добыча нефти, т.

Потери нефти через фланцевые соединения и сальниковые уплотнения арматуры рассчитываются по РД 39-142-96 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования», % масс:

$$\Pi = \frac{0,1 \cdot (q_1 \cdot n_1 \cdot x_1 \cdot \tau_1 + q_2 \cdot n_2 \cdot x_2 \cdot \tau_2)}{m},$$

где  $q_1, q_2$  - соответственно величина утечки нефти через одно фланцевое соединение и сальниковое уплотнение, кг/ч;  $n_1, n_2$  -

соответственно число фланцевых соединений и сальниковых уплотнений на технологическом потоке, шт.;  $x_1, x_2$  - соответственно доля фланцевых соединений и сальниковых уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы;  $\tau_1, \tau_2$  - соответственно время работы соединений и уплотнений в течение года, ч;  $m$  - масса нефти, перенесенная технологическим потоком в течение года, т/год.

## 7. МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ НЕФТИ СО СТОЧНЫМИ ВОДАМИ

Углеводородные компоненты нефти, находящиеся в сточной воде в растворенном состоянии или в виде эмульсии и пленки и увлекаемые вместе с водой при ее утилизации, составляют технологические потери.

Потери нефти от уноса сточными водами месторождения рассчитываются по формуле, % масс. От добытой нефти:

$$\Pi_{\text{уб}} = \frac{n \cdot W \cdot 10^{-4}}{(100 - W) \cdot \rho_{\text{н}}} + \frac{n \cdot V \cdot 10^{-4}}{m},$$

где  $n$  – удельное средневзвешенное содержание нефти в сточной воде, мг/дм<sup>3</sup>;  $W$  – средневзвешенная обводненность добываемой нефти на месторождении, % об.;  $\rho_{\text{н}}$  – плотность товарной нефти, т/м<sup>3</sup>;  $V$  – среднесуточный расход пресной воды на подготовку нефти, м<sup>3</sup>/сут;  $m$  – среднесуточная масса добытой нефти на месторождении, т/сут.

В отличие от предыдущего интегрального метода определения потерь нефти от уноса сточными водами расчеты можно проводить по отдельным установкам подготовки и сброса сточных вод с суммированием результатов по формуле:

$$\Pi_{\text{уб}} = \frac{\left[ \sum_{i=1}^k \left( \frac{1}{H_{ci}} - \frac{1}{H_{Ti}} \right) \cdot m_i \cdot n_i \right] \cdot \frac{1}{\rho_{\text{н}}} \cdot 10^{-4}}{m},$$

где  $k$  – количество установок подготовки и сброса сточных вод на месторождении;  $H_{ci}$ ,  $H_{Ti}$  – содержание нефти в продукции скважин соответственно до и после  $i$ -й установки, объемные доли;  $m$  – среднесуточное количество добытой нефти из скважин, вода которых попадает на  $i$ -ю установку подготовки и сброса сточных вод, т/сут;  $n$  – среднее удельное содержание нефти в сточной воде  $i$ -й установки, мг/дм<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{н}}$  – плотность товарной нефти, т/м;  $m$  – среднесуточная масса добытой нефти на месторождении, т/сут.



В пунктах, где осуществляется обессоливание нефти, унос нефти пресной водой учитывается введением поправки в параметр – содержание нефти в продукции скважин до  $i$ -й установки ( $H_{ci}$ ). Исправленное значение  $H_{ci}$  имеет вид:

$$H'_{ci} = \frac{V_H \cdot H_{ci}}{V_H + V \cdot H_{ci}},$$

где  $V_H$  – объем товарной нефти, подвергающейся обессоливанию, т/сут;  $V$  – среднесуточный расход пресной воды, м<sup>3</sup>/сут.

Удельное содержание нефти в сточной воде определяется по ОСТ 39-133 «Вода для заводнения нефтяных пластов ...».

Для расчета средневзвешенной обводненности добываемой на месторождении нефти используются данные замеров дебитов жидкости скважин и ее анализов на обводненность по ГОСТ 2477 «Нефтепродукты. Метод количественного определения содержания воды». Определение плотности нефти производится по ГОСТ 3900.

Отбор проб сточной воды производится в соответствии с Методическим руководством по анализу сточных вод нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов.

Потери нефти от уноса сточными водами на перекачивающих станциях магистральных нефтепроводов рассчитываются по формуле, % масс:

$$\Pi_{ув} = \frac{q \cdot Q_B \cdot 10^{-4}}{G_H},$$

где  $q$  – удельное содержание нефти в сточной воде, определенное по ПНДФ 14.1:2.5-95 «Методика выполнения измерений массовой концентрации нефтепродуктов в природных и сточных водах методом ИКС», мг/дм<sup>3</sup>;  $Q_B$  – объем дренируемой воды, м<sup>3</sup>;  $G_H$  – масса нефти, подверженной отстою на НПС, т.

## 8. МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ НЕФТИ ОТ УНОСА ГАЗОМ

На ступенях сепарации капли нефти уносятся потоком газа и выпадают в осадок в конденсатосборниках промысловых газосборных сетей или в отсутствии последних в приемных газосепараторах компрессорных станций. Если конденсатосборники и приемные сепараторы продуваются в атмосферу или же содержимое их сжигается в факелах, то унос капельной нефти потоком газа относится к технологическим потерям нефти.

Потери капельной нефти от уноса газом рассчитываются по формуле, % масс:

$$\Pi_{\text{УГ}} = q \cdot \Gamma \cdot 0,0001,$$

где  $q$  – удельный унос нефти газом на ступени сепарации, г/м<sup>3</sup>;  
 $\Gamma$  – газовый фактор на ступени сепарации, м<sup>3</sup>/т.

$$q = \frac{(G_2 - G_1) \cdot (1 - W) \cdot \rho_{\text{Н}} \cdot T_{\text{сч}} \cdot P_0}{[\rho_{\text{Н}} \cdot (1 - W) + W \cdot \rho_{\text{ПВ}}] \cdot Q_{\text{сч}} \cdot P_{\text{сч}} \cdot T_0},$$

где  $G_1$ ,  $G_2$  – масса фильтровального стакана с материалом до и после сброса газа (определение производится по РД 39-1-61-78), г;  
 $W$  – средневзвешенная обводненность добываемой нефти на месторождении (по данным нефтепромысловых служб), % об.;  
 $Q_{\text{сч}}$  – объем нефтяного газа, зафиксированный счетчиком за время одного замера (определение по РД 39-1-61-78), м<sup>3</sup>;  
 $P_{\text{сч}}$ ,  $T_{\text{сч}}$  – абсолютные давления и температура газа в счетчике (определение по РД 39-1-61-78), кг/см<sup>2</sup>, К;  $P_0$ ,  $T_0$  – нормальное давление и температура, кг/см<sup>2</sup>, К;  $\rho_{\text{Н}}$  – плотность товарной нефти (по данным нефтепромысловых служб), кг/дм<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{ПВ}}$  – плотность пластовой воды (по данным нефтепромысловых служб), кг/дм<sup>3</sup>.

Газовый фактор на ступенях сепарации принимается по данным нефтепромысловых служб.

При определении удельного уноса нефти газом фильтр-накопитель устанавливается на выходе газового потока из газосепаратора, если таковой имеется в составе сепарационного

узла; в противном случае – на выходе из нефтегазового сепаратора. В указанных местах в газовом потоке углеводородный или водяной конденсат отсутствует, имеются капли водонефтяной эмульсии или же при высокой обводненности продукции скважин капли нефти и воды.

Удельный унос капельной нефти потоком газа есть случайная величина, поэтому замеры параметров  $G_1$ ,  $G_2$ ,  $Q_{сч}$ ,  $P_{сч}$ ,  $T_{сч}$  производятся не менее 20 раз в течение продолжительного времени (20 дней).

## 9. РАСЧЁТ "МАЛЫХ" И "БОЛЬШИХ" ДЫХАНИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ ТИПА РВС

Таблица 5

**Исходные данные для расчета**

Параметры	Значение
1 Фактический объем, $V_{\text{ф}}, \text{м}^3$	19500
2 Объем закачанной нефти, $V_{\text{н}}, \text{м}^3$	14020
3 Внутренний диаметр резервуара, $D_{\text{вн}}, \text{мм}$	46600
4 Высота корпуса, $H_{\text{ф}}, \text{мм}$	11860
5 Высота взлива жидкости, $H_{\text{взл}}, \text{мм}$	8530
6 Молярная масса паров нефти, $M, \text{кг/моль}$	63
7 Минимальная температура ГП, $T_{\text{лmin}}, ^\circ\text{К}$	291
8 Максимальная температура ГП, $T_{\text{лmax}}, ^\circ\text{К}$	313
9 Минимальное давление паров ГП, $P_{\text{мин}}, \text{Па}$	36700
10 Максимальное давление паров ГП, $P_{\text{max}}, \text{Па}$	45800
11 Атмосферное давление, $P_{\text{а}}, \text{Па}$	101320
12 Установка клапана вакуума, $P_{\text{кв}}, \text{Па}$	196
13 Установка клапана давления, $P_{\text{кд}}, \text{Па}$	1960
14 Упругость насыщенных паров нефти, $P_{\text{в}}, \text{Па}$	0,0725
15 Средняя концентрация паров нефти, $C, \text{д. ед.}$	0,392
16 Плотность «сырой нефти», $\rho_{\text{с.н.}}, \text{кг/м}^3$	880
17 Плотность товарной нефти, $\rho_{\text{т.н.}}, \text{кг/м}^3$	813
18 Расход материала на 1 $\text{м}^3$ объема резервуара, $q_{\text{м}}, \text{кг/м}^3$	19,2

1. Рассчитываем вес металлической конструкции резервуара:

$$G_{\text{м}} = q_{\text{м}} \cdot V_{\text{ф}} = 19,2 \cdot 19500 = 374400 \text{ кг},$$

где  $q_{\text{м}}$  – вес металлической конструкции единицы объема резервуара,  $\text{кг/м}^3$ ;  $V_{\text{ф}}$  – фактический объем резервуара,  $\text{м}^3$ .

$$S = \frac{\pi D_{\text{вн}}^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 46,6^2}{4} = 1704,68 \text{ м}^2,$$

где  $D_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр резервуара, м.

2. Рассчитываем давление заполненного резервуара на его

днище при заполнении «сырой нефтью»:

$$P_{\text{с.н.}} = \rho_{\text{с.н.}} \cdot g \cdot H_{\phi} + \frac{G_{\text{н.}}}{S} = 880 \cdot 9,81 \cdot 11,86 + \frac{374400}{1704,68} = 0,103 \text{ МПа} ,$$

где  $\rho_{\text{с.н.}}$  – плотность «сырой нефти», кг/м<sup>3</sup>.

3. Рассчитываем давление заполненного резервуара на его днище при заполнении товарной нефтью:

$$P_{\text{т.н.}} = \rho_{\text{т.н.}} \cdot g \cdot H_{\phi} + \frac{G_{\text{н.}}}{S} = 813 \cdot 9,81 \cdot 11,86 + \frac{374400}{1704,68} = 0,094 \text{ МПа} ,$$

где  $\rho_{\text{т.н.}}$  – плотность «товарной нефти», кг/м<sup>3</sup>.

$$P_{\text{с.н.}} > P_{\text{т.н.}} ,$$

$$0,103 \text{ МПа} > 0,094 \text{ МПа} .$$

4. Рассчитываем среднее массовое содержание вытесняемых паров:

$$\delta = \frac{(P_{\text{max}} + P_{\text{min}}) \cdot M}{(T_{\text{1max}} + T_{\text{1min}}) \cdot R} = \frac{(45800 + 36700) \cdot 63}{(291 + 313) \cdot 8314} = 1,04 \text{ кг/м}^3 ,$$

где  $P_{\text{max}}$  – максимальное давление паров ГП резервуара в течение суток;  $P_{\text{min}}$  – минимальное давление паров ГП резервуара в течение суток, Па;  $M$  – молярная масса паров нефти, кг/моль;  $R$  – универсальная газовая постоянная,  $R=8314 \text{ Дж/(кмоль} \cdot \text{К)}$ ;  $T_{\text{1min}}$  – минимальная температура ГП, К;  $T_{\text{1max}}$  – максимальная температура ГП, К.

5. Рассчитываем площадь зеркала нефти:

$$F_{\text{н}} = \frac{\pi D_{\text{BH}}^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 46,6^2}{4} = 1704,67 \text{ м}^2 .$$

6. Рассчитываем объем жидкости в резервуаре:

$$V_{\text{н}} = F_{\text{н}} \cdot H_{\text{взл}} = 1704,67 \cdot 8,53 = 14541 \text{ м}^3 ,$$

где  $H_{\text{взл}}$  – высота взлива жидкости, м.

8. Рассчитываем объем ГП резервуара:

$$V_{\Gamma} = V_{\phi} - V_{\text{ж}} = 19500 - 14541 = 4959 \text{ м}^3.$$

9. Рассчитываем потери нефти при малых «дыханиях» резервуара:

$$G_{\text{мд}} = \delta \cdot V_{\Gamma} \cdot \ln \left[ \frac{(P_0 - P_{\text{кв}} - P_{\text{min}}) \cdot T_{\text{imax}}}{(P_{\text{а}} - P_{\text{кд}} - P_{\text{max}}) \cdot T_{\text{imin}}} \right] =$$

$$= 1,04 \cdot 4959 \cdot \ln \left[ \frac{(101320 - 196 - 36700) \cdot 313}{(101320 - 1960 - 45800) \cdot 291} \right] = 1328,35 \text{ кг},$$

где  $\delta$  – среднее массовое содержание вытесняемых паров;  
 $P_{\text{а}}$  – атмосферное давление, Па, принимаем  $P_{\text{а}}=101320$ ;  
 $P_{\text{кв}}$  – установка клапана вакуума, Па;  $P_{\text{кд}}$  – установка клапана давления, Па.

10. Рассчитываем абсолютное давление срабатывания клапана вакуума:

$$P_1 = P_{\text{а}} - P_{\text{кв}} = 101320 - 196 = 0,101 \text{ МПа}.$$

11. Рассчитываем абсолютное давление срабатывания клапана давления:

$$P_2 = P_{\text{а}} + P_{\text{кд}} = 101320 + 1960 = 0,103 \text{ МПа}.$$

12. Рассчитываем парциальное давление паров нефти в ГП:

$$P_{\text{парц}} = C \cdot P_2 = 0,392 \cdot 103280 = 0,04 \text{ МПа}.$$

13. Рассчитываем плотность смеси паров:

$$\rho = \frac{P_2}{T} \cdot \frac{M}{R} = \frac{103280}{273} \cdot \frac{63}{8314} = 2,9 \text{ кг/м}^3,$$

где  $T$  – абсолютная температура, К, для нормальных условий  $T=273\text{К}$ .

14. Рассчитываем потери нефти при больших «дыханиях» резервуара:

$$G_{\text{бд}} = \left[ V_{\text{н}} - V_{\Gamma} \left( \frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_{\text{парц}}} \right) \right] \frac{P_{\text{парц}}}{P_2} \rho =$$

$$\left[ 14020 - 4959 \left( \frac{103280 - 10124}{103280 - 40486} \right) \right] \frac{40486}{103280} 2,9 = 15744,47 \text{ кг},$$

где  $V_{\text{н}}$  – объем закачанной нефти.

Таким образом, при работе резервуара типа РВС-20000 в ЦППН-2 в результате малых дыханий выделяется 1328,35 кг, а при больших дыханиях 15744,47 кг легких фракций углеводородов, что говорит о необходимости поиска методов снижения потерь нефти при работе РВС.

## 10. РАСЧЁТ ПЛАВАЮЩЕЙ КРЫШИ ДЛЯ СТАЛЬНЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ

Для уменьшения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения из резервуаров используются плавающие крыши.

Один из вариантов конструктивного решения плавающей крыши заключается в виде однослойной гибкой мембраны в средней части и кольцевых коробов на периферийной части крыши для обеспечения ее плавучести.

Кольцевой короб представляет собой каркас из прокатных уголков, обшитый листовой сталью толщиной 4...5 мм. Для предотвращения волнообразных деформаций тонкой мембраны (толщиной 4...5 мм) крыши в крупных резервуарах диаметром 50...90 м устанавливают от 16 до 24 радиальных коробчатых балок, приваренных с одной стороны к кольцевым коробам, а с другой стороны к центральному понтону диаметром 1/8...1/10 радиуса резервуара.

Для большей жесткости крыши нашли применение и кольцевые ребра из стальных полос. К мембране и коробам по окружности через патрубки присоединяются опорные стойки из труб диаметром 60...100 мм и длиной 1,8...1,9 м. К днищу привариваются квадратные опорные плиты под стойки размером 400 x 10...800x10 мм.

Для предотвращения радиальных и круговых перемещений ПК устанавливают две направляющие из труб 400..1000 мм.

Расчетным размером является высота  $h_v$  - расстояние ватерлинии от днища коробов. Ватерлиния - линия на внешней обшивке коробов плавающей крыши, показывающая предельную глубину погружения их в жидкость.

Положение ватерлинии определяется по формуле:

$$h_v = \frac{G_{кр} + G_{об} + G_{прг} + G_{кон} + G_{сн} + q_{давл} \cdot A_{кнт} \cdot f}{\pi \cdot r_{п}^2 \cdot \rho_{мин}},$$

где  $G_{кр}$  – собственный вес крыши;  $G_{об}$  – собственный вес оборудования;  $G_{прг}$  – вес пригруза,  $G_{прг} = 0,07 \cdot V$ , кН;  $V$  – объем



резервуара,  $\text{м}^3$ ;  $G_{\text{кон}}$  – нагрузка от конденсата;  $r_{\text{п}}$  – радиус крыши (м),  $r_{\text{п}} = r - 200$  мм;  $G_{\text{сн}}$  – нагрузка от снега;  $S_{\text{г}}$  – расчетное значение веса снегового покрова на  $1 \text{ м}^2$  горизонтальной поверхности земли, кН;  $\mu$  – коэффициент перехода;  $q_{\text{давл}}$  – давление прижима затвора на стенку резервуара,  $\text{кН/м}^2$ ;  $A_{\text{кнт}}$  – площадь поверхности контакта затвора со стенкой,

$$A_{\text{кнт}} = 2\pi \cdot r \cdot b_{\text{пр}};$$

$$b_{\text{пр}} = 0,2..0,3 \text{ м};$$

$f$  – коэффициент трения,  $f = 0,15$ ;  $\rho_{\text{мин}}$  – минимальная плотность хранимой в резервуаре жидкости,  $\rho_{\text{мин}} = 7 \text{ кН/м}$ .

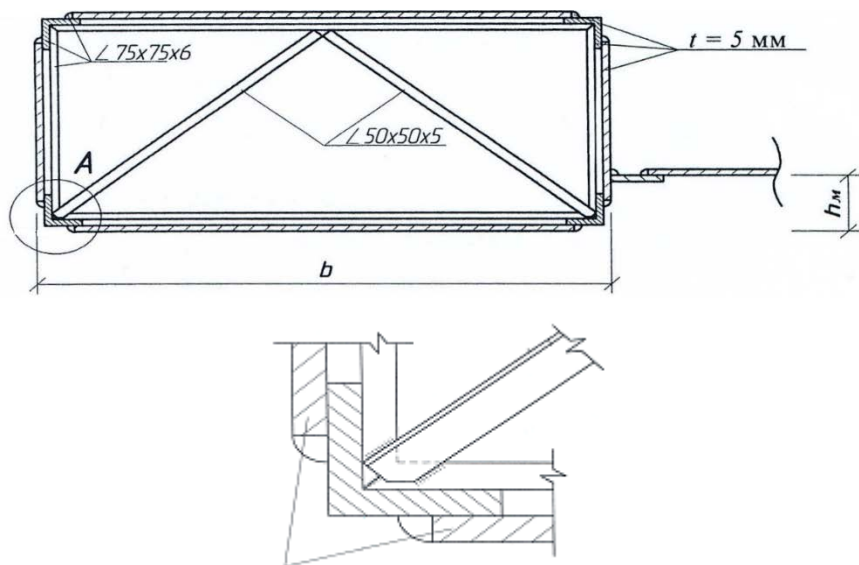
$$G_{\text{кр}} = g_{\text{эл}} \cdot V \cdot 9,81 \cdot 10^{-3}; g_{\text{эл}} = 4,0 \text{ кг/м}^3.$$

Ширина кольцевого короба принимается  $1/12 r_{\text{п}}$ .

Высота коробов принимается:  $h_{\text{к}} = (1,5...2,0) \cdot h_{\text{в}}$ .

Мембрана приваривается к внутренней обшивке коробов на высоте:

$$h_{\text{м}} = \frac{G_{\text{кр}} + G_{\text{об}} + G_{\text{прг}} + G_{\text{кон}}}{2\pi \cdot r_{\text{п}}^2 \cdot \rho_{\text{мин}}}.$$



Обшивка  $t=5\text{ мм}$

Рис. 2. Сечение короба плавающей крыши

### Пример расчета

Примем конструкцию плавающей крыши в виде однослойной гибкой мембраны толщиной 5 мм в средней части и кольцевых коробов на периферийной части крыши для обеспечения ее плавучести. Требуется определить размеры элементов плавающей крыши резервуара (положение ватерлинии, высоту на которую приваривается центральная часть крыши к периферийным коробам, ширину и высоту кольцевого короба).

Исходные данные: РВСПК 20000 м<sup>3</sup>;  $D = 45,6\text{ м}$ ;  $H = 11,94\text{ м}$ . Минимальная плотность хранимой в резервуаре жидкости 700 кг/м<sup>3</sup> – 7 кН/м<sup>3</sup>.

Собственный вес оборудования:  $G_{об} = 100\text{ кН}$ . Давление прижима затвора на стенку:  $q_{давл} = 3\text{ кН/м}^2$ ;  $b_{пр} = 0,2\text{ м}$ ;  $S_g = 1,0$ .

1. Определим радиус плавающей крыши:

$$r_{\text{п}} = 22,8 - 0,2 = 22,6 \text{ м.}$$

2. Собственный вес крыши:

$$G_{\text{кр}} = 4,0 \cdot 20000 \cdot 9,81 \cdot 10^{-3} = 784,8 \text{ кН.}$$

3. Вес пригруза:  $G_{\text{приг}} = 0,07 \cdot 20000 = 1400 \text{ кН.}$

4. Нагрузка от конденсата:

$$G_{\text{кон}} = 1,2 \cdot 0,3 \cdot 3,14 \cdot 22,6^2 = 577,363 \text{ кН.}$$

5. Коэффициент перехода:

$$\mu = 2,76 \cdot 11,94 / 45,6 - 0,07 = 0,723.$$

6. Нагрузка от снега:

$$G_{\text{сн}} = 1,0 \cdot 0,723 \cdot 3,14 \cdot 22,6^2 = 1160,82 \text{ кН.}$$

7. Площадь поверхности контакта затвора со стенкой:

$$A_{\text{кнт}} = 2 \cdot 3,14 \cdot 22,8 \cdot 0,2 = 28,636 \text{ кв.м.}$$

8. Сила трения прижима о стенку резервуара:

$$G_{\text{пр}} = 3,0 \cdot 28,636 \cdot 0,15 = 12,886 \text{ кН.}$$

9. Положение ватерлинии:

$$h_{\text{в}} = \frac{784,8 + 100 + 1400 + 577,363 + 1160,82 + 12,886}{3,14 \cdot 22,6^2 \cdot 7} = 0,359 \text{ м.}$$

10. Высота коробов:  $h_{\text{к}} = 1,5 \cdot 0,359 = 0,5385 \text{ м.}$

11. Ширина кольцевого короба принимается:

$$\frac{1}{12} \cdot 22,6 \approx 1,9 \text{ м.}$$

12. Центральная часть днища (мембрана) должна иметь уклон к центру, равный 1:40, и привариваться к внутренней стенке коробов на высоте:

$$h_{\text{м}} = \frac{784,8 + 100 + 1400}{2,0 \cdot 3,14 \cdot 22,6^2 \cdot 7} \approx 0,102 \text{ м.}$$

## 11. РАСЧЁТ ИНЖЕКЦИОННОЙ ГАЗОВОЙ ГОРЕЛКИ

### ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Инжекционными называются горелки, в которых образование газовоздушной смеси, идущей на горение, происходит за счёт энергии струи газа (в литературе часто такие горелки называют эжекторами или эжекционными смесителями). В таких горелках не требуется дополнительных устройств для принудительной подачи в нее воздуха. Принципиальная схема горелки показана на рис. 3.

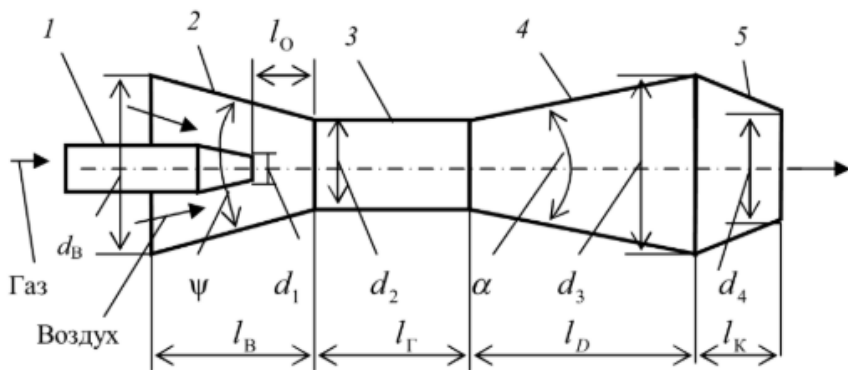


Рис. 3 – Принципиальная схема инжекционной атмосферной газовой горелки

1 – сопло, 2 – конфузор, 3 – горловина, 4 – диффузор, 5 – кратер

При подготовке нефти к транспортированию на месторождениях в процессе сепарации выделяется попутный нефтяной газ, в соответствии с лицензионным соглашением использование его должно быть не ниже 97%.

Повышение ресурсосбережения (энергосбережения) газа в значительной степени зависит от правильно рассчитанных конструктивных элементов инжекционной газовой горелки.

Основной элемент инжекционной горелки – инжектор. Инжектор представляет собой газовое сопло, расположенное в суживающейся части горелки 2. Сопло на конце имеет суживающуюся часть для повышения скорости выхода газа из него.

Струя газа, движущаяся из сопла с высокой скоростью,

увлекает за собой воздух из окружающего пространства внутрь горелки в смесительную камеру 3, где далее происходит их смешение.

В зависимости от количества, инжестируемого (всасываемого в горелку) воздуха горелки могут быть с неполной или полной инжекцией.

Инжекционные горелки устойчиво работают при низком давлении газа, из-за чего имеют ряд положительных качеств: хорошее смешение компонентов; простота конструкции; надежность в эксплуатации. Благодаря этим качествам их широко применяют в бытовых газовых приборах, в газовых приборах, для предприятий общественного питания, а также они используются другими коммунально-бытовыми потребителями газа, в том числе и в отопительных котлах.

Важной характеристикой инжекционных горелок неполного смешения является коэффициент инжекции – отношение объема инжестируемого воздуха к объему воздуха, необходимого для полного сгорания газа. Например, если для полного сгорания  $1 \text{ м}^3$  газа необходимо  $10 \text{ м}^3$  воздуха, а первичный воздух составляет  $4 \text{ м}^3$ , то коэффициент инжекции равен  $4:10=0,4$ . Количество вторичного воздуха будет составлять  $6 \text{ м}^3$ .

Другой характеристикой горелок является кратность инжекции – отношение объемного расхода первичного воздуха к объемному расходу газа в горелке. Например, когда на  $1 \text{ м}^3$  сжигаемого газа инжестируется  $4 \text{ м}^3$  воздуха, кратность инжекции составит 4. Основным достоинством инжекционных горелок является их свойство по саморегулированию подсасываемого воздуха на горение, т.е. поддержание постоянной пропорции между количеством подаваемого в горелку газа и количеством инжестируемого воздуха при неизменном давлении газа.

Пределы устойчивой работы инжекционных горелок ограничены возможностями проскока пламени внутрь горелки и отрывом пламени от устья горелки.

При расчете инжекционных горелок следует учитывать особенности горения:

- для холодных смесей природного газа с воздухом длина

турбулентного прямоточного факела обычно должна лежать в пределах от 5 до 6 диаметров выходного сечения горелки;

– для смесей с высокой нормальной скоростью распространения пламени длина факела должна быть еще меньше;

– при наличии подогрева воздуха перед горелкой длина кинетического факела должна быть небольшой. Например, при изменении температуры газозоудушной смеси в горелке от 20 до 400°С длина факела уменьшается примерно вдвое.

В горелках полного предварительного смешения газ с воздухом (когда воздух, требующийся на горение, полностью засасывается инжектором), поступление последнего на горение обеспечивается повышенным давлением газа. Горелки полного смешения газа обычно работают в диапазоне от 0,005 МПа до 0,5 МПа. Их называют инжекционными горелками среднего давления и применяют в отопительных котлах и промышленных печах. Основные трудности повышения мощности таких горелок – сложность борьбы с проскоком пламени и громоздкость смесителей.

Основой расчета инжекционных горелок является уравнение Эйлера:

$$\left(\frac{f_2}{f_1}\right)_{\text{опт}} = \left(1 + \frac{\zeta_2}{2}\right)(1 + U_{\text{м}})(1 + U_{\text{об}}),$$

где  $\left(\frac{f_2}{f_1}\right)_{\text{опт}}$  – оптимальное отношение площади сечения

цилиндрической части смесителя (горловины)  $f_2$  к площади сечения газового сопла  $f_1$ ;  $\zeta_2$  – коэффициент сопротивления входной камеры смесителя, отнесенный к скорости газовой смеси в цилиндрической части смесителя;  $U_{\text{м}} = \frac{G_{\text{в}}}{G_{\text{г}}}$  – массовая кратность

инжекции, т.е. отношение массового расхода воздуха  $G_{\text{в}}$  к массовому расходу газа в горелке  $G_{\text{г}}$ ;  $U_{\text{об}} = \frac{V_{\text{в}}}{V_{\text{г}}}$  – объемная

кратность инъекции, т.е. отношение объемного расхода воздуха  $V_{\text{в}}$

к объемному расходу газа в горелке  $V_{\Gamma}$ .

Выбор соотношения  $\frac{f_2}{f_1}$  по основному уравнению инжекции

обеспечивает максимальный КПД смесительной камеры  $\eta_{MAX}$ , определяемый по формуле:

$$\eta_{MAX} = \frac{(V_{\Gamma} - V_B)P_3}{V_{\Gamma} \cdot P_1},$$

где  $P_3$  – полное избыточное давление газозвдушной смеси в конце диффузора, Па;  $P_1$  – избыточное давление газа перед газовым соплом, Па.

Оптимальное соотношение  $\frac{f_2}{f_1}$  обеспечивает максимальное

давление газозвдушной смеси  $P_3$  в конце диффузора и, следовательно, максимальную скорость истечения смеси из горелки, что приводит к расширению пределов регулирования газа перед ней.

Максимальное давление газозвдушной смеси в конце диффузора определяется из соотношения:

$$\frac{P_3}{P_1} = \frac{\mu_1^2}{\left(\frac{f_2}{f_1}\right)_{\text{ОПТ}}},$$

где  $\mu_1$  – коэффициент расхода для газового сопла.

Давление  $P_3$  в конце диффузора находится в зависимости от аэродинамических сопротивлений по тракту газозвдушной смеси, а также от противодействия в камере сгорания, Па.

$$P_3 = P_{3,\text{СТ}} + \frac{w_3^2}{2} \rho_{\text{СМ}} = (1 + \sum \zeta_4) \frac{w_4^2}{2} \rho_{\text{СМ}} \pm P_{\text{КС}},$$

где  $P_{3,\text{СТ}}$  – статическое давление газозвдушной смеси в конце

диффузора, Па;  $\frac{w_3^2}{2} \rho_{\text{СМ}}$  – динамическое давление в конце



диффузора, Па;  $\rho_{\text{см}}$  – плотность газовой смеси, кг/м<sup>3</sup>;

$\frac{w_4^2}{2} \rho_{\text{см}}$  – динамическое давление на выходе из горелки, Па;

$P_{\text{КС}}$  – избыточное противодавление (+) или разрежение (-) в камере сгорания, Па;  $\sum \zeta_4$  – сумма коэффициентов местных сопротивлений по тракту газовой смеси, отнесенных к скорости в входном сечении горелки.

Для расчета инжекционных газовых горелок рекомендуется использовать данные, представленные в таблицах 6-9.

Таблица 6

**Расчётные характеристики природных газов (часть 1)**

№ вар.	Газопровод	Состав газа по объёму, %						
		CH <sub>4</sub> <sup>c</sup>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> <sup>c</sup>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> <sup>c</sup>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> <sup>c</sup>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> <sup>c</sup>	N <sub>2</sub> <sup>c</sup>	CO <sub>2</sub> <sup>c</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Брянск-Москва	92,8	3,9	1,1	0,4	0,1	1,6	0,1
2	Бухара-Урал	94,2	2,5	0,4	0,2	0,1	2,6	-
3	Газли-Коган	95,4	2,6	0,3	0,2	0,2	1,1	0,2
4	Газли-Ташкент	94,0	2,8	0,4	0,3	0,1	2,0	0,4
5	Гоголево-Полтава	85,8	0,2	0,1	0,1	-	13,7	0,1
6	Дашава-Киев	98,9	0,3	0,1	0,1	-	0,4	0,2
7	Джаркак-Ташкент	95,5	2,7	0,4	0,2	0,1	1,0	0,1
8	Карабулак-Грозный	68,5	14,5	7,6	3,5	1,0	3,5	1,4
9	Карадаг-Ереван	93,9	3,1	1,1	0,3	0,1	1,3	0,2
10	Коробки-Волгоград	93,2	1,9	0,8	0,3	0,1	3,0	0,7
11	Коробки-Камышин	81,5	8,0	4,0	2,3	0,5	3,2	0,5
12	Кумертау-Магнитогорск	81,7	5,3	2,9	0,9	0,3	8,8	0,1
13	Линево-Вольск	93,2	2,6	1,2	0,7	-	2,0	0,3
14	Оренбург-Совхозное	91,4	4,1	1,9	0,6	-	0,2	0,7
15	Первомайск-Сторожевка	62,4	3,6	2,6	0,9	0,2	30,2	0,1

Окончание таблицы 6

№ вар.	Газопровод	Состав газа по объёму, %						
		$\text{CH}_4^c$	$\text{C}_2\text{H}_6^c$	$\text{C}_3\text{H}_8^c$	$\text{C}_4\text{H}_{10}^c$	$\text{C}_5\text{H}_{12}^c$	$\text{N}_2^c$	$\text{CO}_2^c$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
16	Промысловка-Астрахань	97,1	0,3	0,1	-	-	2,4	0,1
17	Рудки-Минск	95,6	0,7	0,4	0,2	0,2	2,8	0,1
18	Саратов-Горький	91,9	2,1	1,3	0,4	0,1	3,0	1,2
19	Саратов-Москва	78,2	4,4	2,2	0,7	0,2	14,2	0,1
20	Саушкино-Волгоград	96,1	0,7	0,1	0,1	-	2,8	0,2
21	Серпухов-С.Петербург	89,7	5,2	1,7	0,5	0,1	2,7	0,1
22	Смесь Зап.Сибири	92,7	5,0	0,5	-	1,8	-	-
23	Средняя Азия-Центр	93,8	3,6	0,7	0,2	0,4	0,7	0,6
24	Ставрополь-Грозный	98,2	0,4	0,1	0,1	-	1,0	0,2
25	Ставрополь-Москва: 1-я нитка	93,8	2,0	0,8	0,3	0,1	2,6	0,4
26	2-я нитка	92,8	2,8	0,9	0,4	0,1	2,5	0,5
27	3-я нитка	91,2	3,9	1,2	0,5	0,1	2,6	0,5
28	Угерско-Львов	98,5	0,2	0,1	-	-	1,0	0,2
29	Уренгой-Ужгород	98,4	0,1	-	-	-	1,2	0,3
30	Урицк-Сторожовка	91,9	2,4	1,1	0,8	0,1	3,2	0,5

Таблица 7

**Расчётные характеристики природных газов (часть 2)**

№ вар.	Газопровод	$Q_n^c$ , кДж/м <sup>3</sup>	$\rho$ , кг/нм <sup>3</sup>
1	2	3	4
1	Брянск-Москва	37310	0,775
2	Бухара-Урал	36170	0,752
3	Газли-Коган	36590	0,750
4	Газли-Ташкент	36260	0,751
5	Гоголево-Полтава	30980	0,789
6	Дашава-Киев	35880	0,712
7	Джаркак-Ташкент	36680	0,748
8	Карабулак-Грозный	45850	1,036
9	Карадаг-Ереван	37090	0,766
10	Коробки-Волгоград	35840	0,766
11	Коробки-Камышин	41450	0,901
12	Кумертау-Магнитогорск	36800	0,858
13	Линево-Вольск	37010	0,782
14	Оренбург-Совхозное	38020	0,883
15	Первомайск-Сторожевка	28300	0,952
16	Промысловка-Астрахань	35040	0,733
17	Рудки-Минск	35500	0,740
18	Саратов-Горький	36130	0,786
19	Саратов-Москва	34160	0,879
20	Саушкино-Волгоград	35130	0,741
21	Серпухов-С.Петербург	37430	0,799
22	Смесь Зап.Сибири	36840	0,800
23	Средняя Азия-Центр	37560	0,776
24	Ставрополь-Грозный	35630	0,728
25	Ставрополь-Москва: 1-я нитка	36090	0,764
26	2-я нитка	36550	0,722
27	3-я нитка	37010	0,786
28	Угерско-Львов	35500	0,722
29	Уренгой-Ужгород	41750	0,838
30	Урицк-Сторожевка	36470	0,789

Таблица 8

## Исходные данные для расчёта

№ варианта	Расход газа через горелку, $V_{\Gamma}$ , м <sup>3</sup> /с	КПД теплосилового агрегата, $\eta$
1	2	3
1	0,040	0,85
2	0,010	0,71
3	0,020	0,87
4	0,050	0,73
5	0,015	0,79
6	0,025	0,85
7	0,035	0,71
8	0,045	0,87
9	0,040	0,73
10	0,010	0,79
11	0,020	0,70
12	0,050	0,80
13	0,015	0,90
14	0,025	0,72
15	0,035	0,82
16	0,045	0,92
17	0,040	0,74
18	0,010	0,84
19	0,020	0,68
20	0,050	0,76
21	0,015	0,86
22	0,025	0,66
23	0,035	0,78
24	0,045	0,88
25	0,055	0,75
26	0,015	0,77
27	0,025	0,91
28	0,035	0,89
29	0,045	0,81
30	0,010	0,83

## Пример расчёта газовой инжекционной горелки

Рассчитать конструктивные размеры газовой инжекционной горелки с полным предварительным смещением, если известны: расход газа через горелку  $V_{\Gamma}=0,010$  м<sup>3</sup>/с; газопровод, откуда берется

газ; КПД теплосилового агрегата  $\eta=0,71$ . Температуру газа и воздуха принять  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Определить тепловую мощность агрегата и требуемое давление газа перед горелкой. При расчёте принять коэффициент избытка воздуха  $\alpha_T = 1,05$ . Низшая теплота сгорания сухого газа  $Q_H^C=36170\text{ кДж/м}^3$ , плотность газа  $\rho_{\Gamma}=0,752\text{ кг/м}^3$ .

Таблица 9

Исходные данные для расчёта

№ вар.	Газопровод	Состав газа по объёму, %						
		$\text{CH}_4^c$	$\text{C}_2\text{H}_6^c$	$\text{C}_3\text{H}_8^c$	$\text{C}_4\text{H}_{10}^c$	$\text{C}_5\text{H}_{12}^c$	$\text{N}_2^c$	$\text{CO}_2^c$
2	Бухара-Урал	94,2	2,5	0,4	0,2	0,1	2,6	-

1) Избыточное давление газа перед газовым соплом:

$$\Delta P_1 = 0,27 \frac{Q_H^C}{100} + 40 = 0,27 \frac{36170}{100} + 40 = 137,7\text{ Па},$$

где  $Q_H^C$  – низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м<sup>3</sup>.

2) Скорость газа на выходе из сопла:

$$w_{\Gamma} = \sqrt{\frac{2\Delta P_1}{\rho_{\Gamma}}} = \sqrt{\frac{2 \cdot 137,7}{0,752}} = 19,1\text{ м/с}.$$

3) Диаметр выходного сечения сопла:

$$d_1 = 2 \sqrt{\frac{V_{\Gamma}}{\pi \cdot \mu \cdot w_{\Gamma}}} = 2 \sqrt{\frac{0,01}{3,14 \cdot 0,85 \cdot 19,1}} = 0,028\text{ м},$$

где  $\mu$  – коэффициент расхода, учитывающий неравномерность распределения скоростей потока газа по сечению сопла, сопротивление и сжатие струи, зависит от формы сопла. Для конической формы сопла при угле конусности  $30^{\circ}$   $\mu=0,85$ .

4) Диаметр горловины сопла:

$$d_2 = d_1 \sqrt{(1 + \alpha_T \cdot V_B^0)(1 + \alpha_T \cdot V_B^0 \frac{\rho_B}{\rho_T})} =$$

$$= 0,028 \sqrt{(1 + 1,05 \cdot 0,1468)(1 + 1,05 \cdot 0,1468 \frac{1,225}{0,752})} = 0,0455 \text{ м},$$

где  $\alpha_T$  – коэффициент избытка инжестируемого воздуха;  
 $V_B^0$  – теоретически необходимое количество воздуха для сжигания 1 м<sup>3</sup> газа.

5) Диаметры конфузора и диффузора:

$$d_B \approx d_3 = (1,5 \dots 1,7) d_2 = 0,07 \text{ м}.$$

6) Диаметр кратера горелки:

$$d_4 = (1,07 \dots 1,1) d_2 = 0,05 \text{ м}.$$

7) Длина конфузора:

$$l_B = (1,07 \dots 1,1) d_2 = 0,0728 \text{ м}.$$

8) Длина горловины:

$$l_T = (3 \dots 4) d_2 = 0,16 \text{ м}.$$

9) Длина кратера:

$$l_K = (1,2 \dots 1,7) d_2 = 0,064 \text{ м}.$$

10) Длина диффузора:

$$l_D = \frac{d_3 - d_2}{2 \operatorname{tg} \frac{\alpha}{2}} = \frac{0,07 - 0,0455}{2 \operatorname{tg} \frac{7}{2}} = 0,2 \text{ м},$$

где  $\alpha$  – угол расширения диффузора, принимаемый для обеспечения безотрывности потока газовойдушной смеси от стенок канала в пределах  $6 \dots 8^\circ$ .

11) Расстояние от среза газового сопла до входа в цилиндрическую часть смесителя:

$$l_0 = (1,5...2)d_2 = 0,09 \text{ м.}$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1

### Содержание и структура курсового проекта

КП(Р) представляют к защите в печатном виде на листах формата А4. Поля на листах: слева - не менее 30 мм, с других сторон - не менее 20 мм. Рекомендуется использовать текстовый редактор MS Word, шрифт Times New Roman размером 12 пт, интервал 1,5 пт. Нумерация страниц — сквозная, включая таблицы, иллюстрации и приложения. Нумерация разделов - по порядку арабскими цифрами. Нумерация подразделов состоит из двух цифр, разделенных точкой: номера раздела и порядкового номера подраздела - 1.1 или 1.2 и т.д. (слова «раздел» и «подраздел» приводить не нужно). Более дробное деление не рекомендуется.

Заголовки разделов и подразделов следует нумеровать арабскими цифрами и записывать с абзацного отступа. После номера раздела, подраздела, пункта и подпункта в тексте **точку не ставят**. Переносы слов в заголовках не допускаются. Если заголовок состоит из двух предложений, их разделяют точкой.

Подчеркивать заголовки не следует, для их выделения (а также слов или предложений внутри текста) **не допускается** использовать полужирный шрифт, разрядку или курсив.

Заголовки подразделов от текста не отделяют. Расстояние между заголовком подраздела (пункта) и предыдущим текстом должно составлять не менее одной строки. Каждый раздел следует начинать с нового листа. Слова «Аннотация», «Содержание», «Введение», «Заключение», «Список использованных источников», написанные на отдельной строке строчными буквами с первой прописной симметрично тексту, служат заголовками соответствующих структурных элементов КП

Таблицы и иллюстрации в тексте нумеруют по разделам. Таблицы и иллюстрации размещают внутри текста работы на листах, следующих за страницей, где в тексте впервые дана ссылка на них. Все иллюстрации и таблицы должны иметь названия. Условные обозначения на изображениях должны быть пояснены в подписных надписях до названия рисунка.

Ссылки на использованные литературные источники в тексте, в подписных надписях и заголовках таблиц



оформляются в соответствии с требованиями ГОСТ 7.1-2003 и его более поздней версии 2008 г.

Список использованных источников должен содержать оформленный в соответствии с установленными правилами перечень всех источников материалов, которые были использованы при выполнении КП (государственные нормативно-правовые и нормативно-технические документы, печатные источники, электронные источники, интернет-ресурсы и т. п.). На каждый из источников, имеющихся в списке, в текстовой части КП обязательно должна содержаться ссылка. Список использованных источников приводят после текстовой части КП. Источники следует располагать в порядке появления ссылок в тексте и нумеровать арабскими цифрами без точки с абзацного отступа. На использованные источники даются ссылки в виде номера источника, заключённого в квадратные скобки.

*Например:* «в методике расчета [9]...». Примеры библиографического описания различных источников приведены в приложении 6.

КП должна быть структурирована на главы и пункты, иметь аннотацию, введение, заключение, список использованной литературы, при необходимости - приложения, содержащие справочный, табличный и графический материал.

Рекомендуемый объем для КП без приложений должен составлять не более 35 страниц. Работа должна содержать достаточное для восприятия результатов количество иллюстративного материала - схем, рисунков, графиков и фотографий (приложение 4).

КП подписывает студент на титульной странице.

Структурными элементами КП являются:

- титульный лист (пример оформления приведен в приложении 3);
- задание на выполнение курсового проекта (приложение 2);
- аннотация;
- введение;
- основной материал курсового проекта, соответствующий заданию;

- заключение;
- список использованных источников;
- приложения.

Аннотация КП выполняется на одном листе (5-7 предложений на русском и иностранном языке) и обязательно указывается: наименование и место выполнения КП, код и направление подготовки, цели и задачи КП, количество страниц, количество графических листов, иллюстраций, таблиц, использованных источников, приложений.

В заключении кратко приводятся основные результаты выполнения задач, поставленных в работе или проекте, оценка их технической и экономической эффективности, рекомендации по использованию результатов работы в практической (научной) сферах. В заключении, как и во введении, не должен содержаться иллюстративный материал.

Приложения следует оформлять для размещения дополнительных сведений:

- схем и характеристик основного и вспомогательного оборудования и механизмов;
- сведений о проведении патентных и аналитических исследований;
- таблиц цифровых данных экономического характера;
- описаний алгоритмов и программ для ЭВМ, разработанных в процессе проектирования;
- иллюстраций вспомогательного характера и т.д.

Приложение оформляют как продолжение КП на последующих его листах или оформляют в виде самостоятельного документа. Приложения должны иметь общую с остальной частью документа сквозную нумерацию страниц.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2

### Пример оформления задания

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Санкт-Петербургский горный университет  
Кафедра транспорта и хранения нефти и газа

«Утверждаю»

Зав. кафедрой транспорта и  
хранения нефти и газа

\_\_\_\_\_ проф. Щипачёв А.М.  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

### Задание на курсовой проект

Студенту

\_\_\_\_\_ группы

Тема:

Исходные данные:

Содержание курсового проекта

Текстовая часть:

Введение

1. (Название первого раздела)

2. (Название второго раздела)

Заключение

Список использованных источников

Графическая часть

Дата выдачи «\_\_» \_\_\_\_\_ 201 г.

Сроки сдачи законченного проекта «\_\_» \_\_\_\_\_ 201 г.

....

Руководитель, \_\_\_\_\_  
(должность)

\_\_\_\_\_ (Подпись)

/ \_\_\_\_\_ /  
(Ф.И.О.)

**ПРИЛОЖЕНИЕ 3**  
**Пример оформления титульного листа**

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Санкт-Петербургский горный университет  
Кафедра транспорта и хранения нефти и газа

**КУРСОВОЙ ПРОЕКТ**

**по учебной дисциплине** \_\_\_\_\_

**на тему:**

\_\_\_\_\_

**направление** \_\_\_\_\_

**профиль** \_\_\_\_\_

Автор, студент группы \_\_\_\_\_  
(шифр) \_\_\_\_\_ (Подпись) / \_\_\_\_\_ (Ф.И.О.)

Руководитель, \_\_\_\_\_  
(должность) \_\_\_\_\_ (Подпись) / \_\_\_\_\_ (Ф.И.О.)

Санкт-Петербург

2020 год

## ПРИЛОЖЕНИЕ 4

### Пример оформления иллюстраций

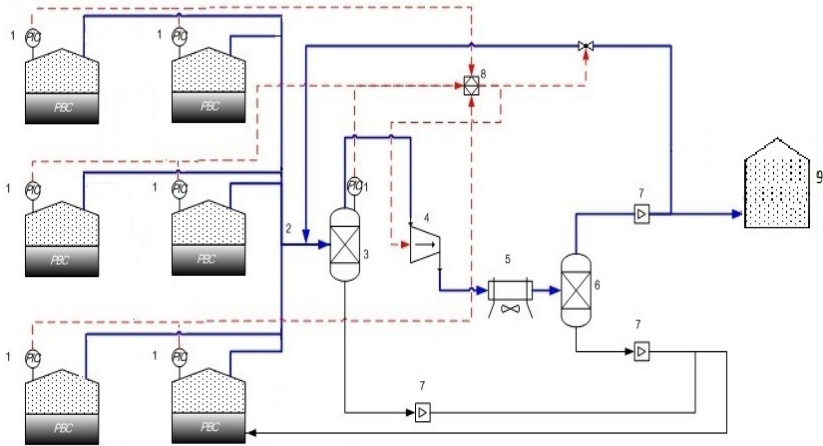


Рис. П 5.1 – Установка УЛФ-А

1 – датчик давления; 2 – газоуравнительная система;  
 3 – газосепаратор; 4 – вакуумный компрессор; 5 – аппарат воздушного охлаждения;  
 6 – напорный газосепаратор; 7 – датчик расхода; 8 – программный контроллер; 9 – газгольдер

## ПРИЛОЖЕНИЕ 5

### Мероприятия по ресурсосбережению при транспорте и хранении углеводородов

Таблица П.5.1

#### Мероприятия по ресурсосбережению при транспорте и хранении углеводородов

№	Вид технологических потерь нефти и газа	Ресурсосберегающее мероприятие	Величина сокращения потерь нефти, % массы	Величина сокращения потерь газа, % массы	Примечание
1	Унос капельной нефти газом при сжигании газа на дежурных горелках	Каплеуловитель типа СКУ-0,25	30%	-	
2	Унос нефти сточной водой при ее закачке в пласт с целью ППД	Отстойник ОПФ-3000 (отстойник с патронным фильтром)	-	-	Сокращение потерь нефти до 20 мг/л
3	Сокращение технологических потерь газа при продувке конденсатосборников от образующегося конденсата	Абсорбционная и адсорбционная осушка газа	-	50-70%	Согласно РД 39-108-91
4	От испарения из технологических и товарных резервуаров	Резервуарный компенсатор	30 %	-	
5		Диск-отражатель	25-30%	-	
6		Понтон алюминиевый «Альпон»	95-98%	-	
7		Плавающая крыша	95-98%	-	
8		Система УУЛФ-А	98%	-	

## ПРИЛОЖЕНИЕ 6

### Пример оформления списка использованных источников

Список использованных источников должен содержать следующие сведения:

- при ссылке на **журнальную статью** – фамилию и инициалы автора, название статьи, полное название журнала, год издания, номер, страницы начала и конца статьи.

Примеры:

Казанцев К.Ю. Название статьи // Название журнала (сокращенное и без кавычек). – 2013. № 4. – С. 22–35.

Кононенко Е.А., Кукин А.В. Оптимизация параметров технологии производства щебня из вскрышных пород в условиях Лебединского горно-обогатительного комбината // ГИАБ. – 2011. – № 11. – С. 85–93.

Saeger E., Bohlen T. Finite-difference modeling of viscoelastic and anisotropic wave propagation using the rotated staggered grid // Geophysics. 2004. Vol. 69, no 2. pp. 583–591.

- при ссылке на **статью в сборнике** – название сборника, номер выпуска (или тома), место издания, издательство (или издающая организация), страницы начала и конца статьи.

Пример: Мережко, Н.И. Модель транспортной системы на карьере // Эксплуатация карьерного транспорта: сб. науч. ст. – СПб., 2010. – С. 81–88.

- при ссылке на **книгу** – фамилию и инициалы автора, название произведения, место издания, издательство (для иностранного источника достаточно указать город), год издания, общее число страниц в книге

Примеры:

Зуев А.А. Заглавие (обязательно полное). – М.: Наука, 2009. – 99 с.

Biot M.A. Mechanics of incremental deformations. New York : GU, 1965. 430 p.

- для интернет-ссылок – название ресурса и публикации, режим доступа.

Пример: Kanchibotla S., Valery W., Morrell S. Modelling fines

in blast fragmentation and its impact on crushing and grinding. URL: [http://www.metso.com/miningandconstruction/mct\\_service.nsf/WebWID/WTB-120105-22576-A523A/\\$File/009.pdf](http://www.metso.com/miningandconstruction/mct_service.nsf/WebWID/WTB-120105-22576-A523A/$File/009.pdf) (дата обращения 07.09.2015).

- при ссылке на **диссертации и авторефераты** – фамилию и инициалы автора, название диссертации, научную степень автора, название учреждения, год и количество страниц

Примеры:

Кутузов Я.Г. Название диссертации: Дис. ... канд. (докт.) техн. наук. – М.: Название учреждения, 2012. – 111 с.

Сикуров З.М. Название диссертации: Автореф. дис. ... канд. (докт.) техн. наук. – М.: Название учреждения, 2015. – 24 с.

- при ссылке на **патент** – фамилии и инициалы авторов, название патента, страны, номер, год.

Пример: Патент РФ № 2000130511/28, 04.12.2000. Еськов Д.Н., Бонштедт Б.Э., Корешев С.Н., Лебедева Г.И., Серегин А.Г. Оптико-электронный аппарат. 1998. Бюл. № 33.

- при ссылке на **конференцию** – название конференции, статус конференции, сведения о месте и времени проведения, члены редколлегии, информация о печатных материалах.

Пример: Воспитательный процесс в высшей школе России : межвуз. науч.-практ. конф. (Новосибирск, 26–27 апр. 2001 г.) / редкол.: А.Б. Борисов [и др.]. – Новосибирск: НГАВТ, 2001. – 157 с.

- при ссылке на **депонированные научные работы** – название, авторы, учреждение, город, год, общее количество страниц рукописи, страницы, на которые дается ссылка, указание на место и время депонирования.

Примеры:

Иванов В.И. Социологическое исследование малых групп населения. – М., 2002. – 110 с. – Деп. в ВИНТИ 13.06.02, № 145432.



## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Коршак А.А.* Ресурсосберегающие методы и технологии при транспортировке и хранении нефти и нефтепродуктов: учеб.пособие для системы доп. проф. образования по направлению "Трансп. и хранение нефти, нефтепродуктов и газа" / А. А. Коршак. // Уфа: «ДизайнПолиграфСервис», 2006. 191 с.

2. *Коршак А.А.* Ресурсо- и энергосбережение при транспортировке и хранении углеводородов: учебник. // Уфа: «ДизайнПолиграфСервис», 2016. 11 с.

3. *Лурье М.В.* Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: учебное пособие для вузов / М.В. Лурье. // Москва: Нефть и газ, 2003.

4. Нефтегазовое дело: Методические указания по выполнению выпускной квалификационной работы бакалавра направления 131000 / Национальный минерально-сырьевой университет «Горный» Сост.: О.В. Кабанов, Г.Х. Самигуллин, Е.И. Крапивский, А.В. Шалыгин. - СПб, 2014. 31 с.

5. Приказ Министерства образования и науки РФ от 29 июня 2015 г. №636 «Об утверждении Порядка проведения государственной итоговой аттестации по образовательным программам высшего образования - программам бакалавриата, программам специалитета и программам магистратуры».

6. РД 153-39-019-97 Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации.

7. *Тугунов П.И.* Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: Учебное пособие для вузов / П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак. Уфа: «ДизайнПолиграфСервис», 2002. 658 с.

8. Федеральный государственный образовательный стандарт высшего образования по направлению подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело (уровень магистратуры).

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	3
1. Общие положения.....	5
2. Определение потерь нефти от испарения измерением объёма паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара .....	9
3. Метод определения потерь нефти от испарения по концентрации углеводородных паров, вытесняемых из резервуара.....	13
4. Метод определения потерь нефти от испарения по изменению углеводородного состава .....	18
5. Расчётно-экспериментальный метод определения потерь нефти от испарения из резервуарных парков промыслов и магистральных нефтепроводов .....	23
6. Метод определения потерь нефти от утечек через уплотнения насосов, фланцевые соединения, сальниковые уплотнения запорной арматуры .....	28
7. Метод определения потерь нефти со сточными водами .....	31
8. Метод определения потерь нефти от уноса газом .....	33
9. Расчёт "малых" и "больших" дыханий при эксплуатации резервуаров типа рвс.....	35
10. Расчёт плавающей крыши для стальных вертикальных цилиндрических резервуаров.....	39
11. Расчёт инжекционной газовой горелки .....	44
Приложение 1 .....	55
Приложение 2 .....	58
Приложение 3 .....	59
Приложение 4 .....	60
Приложение 5 .....	61
Приложение 6 .....	62