МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВНИИСПТнефть

МЕТОДИКА
РАЗРАБОТКИ НОРМ ЕСТЕСТВЕННОЙ УБЫЛИ ТОВАРНОЙ НЕФТИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ГЛАВТРАНСНЕФТИ

РД 39 - 30 - 1135 - 84

1984

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

Всесоюзный научно-исследовательский институт по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов

(ВНИИСПТнефть)

УТВЕРЖДЕН
начальником Технического управления
Ю.Н.Байдиковым
26 июля 1984 г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА

РАЗРАБОТКИ НОРМ ЕСТЕСТВЕННОЙ УБЫЛИ ТОВАРНОЙ НЕФТИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ГЛАВТРАНСНЕФТИ

РД 39-30-1135-84

Уфа-84

Отраслевая "Методика разработки норм естественной убыли товарной нефти на предприятиях Главтранснефти" разработана лабораторией методов и средств сокращения потерь нефти и нефтепродуктов ВНИИСПТнефть в соответствии с заданием Технического управления Миннефтепрома.

В Методике изложены основные положения по разработке норм естественной убыли нефти на предприятиях Главтранснефти. Методика является основным руководящим документом при разработке норм естественной убыли товарной нефти на предприятиях Главтранснефти Миннефтепрома.

В разработке принимали участие: зав.лабораторией Бронштейн И.С. зав.сектором, к.т.н. Ривкин П.Р., зам.директора по научной работе к.т.н.Свиридов В.П., с.н.с. Батталов А.З.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методика разработки норм естественной убыли нефти на предприятиях Главтранснефти

РД 39-30-1135-84

Вводится впервые

Приказом по Главтранснефти № 92 от 30.07.84 г.
срок введения установлен с 01.08.84 г.

В настоящей методике изложены основные положения по разработке норм естественной убыли нефти на предприятиях Главтранснефти.

Методика разработана на основе "Типовых методических положений по разработке норм естественной убыли продукции производственно-технического назначения и товаров народного потребления при транспортировании и хранении", разработанных институтом НИИМС и одобренных Госснабом СССР в 1983 году.

Настоящая методика является обязательной для применения в качестве методической основы для организации и проведения разработки норм естественной убыли нефти при ее транспортировании, хранении, приеме и отпуске на предприятиях Главтранснефти.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Настоящая методика является методическим руководством, устанавливающим основные принципы разработки научно-обоснованных норм естественной убыли нефти для предприятий Главтранснефти.

I.2. Разрабатываемые по данной методике нормы служат для контроля за фактическими величинами потерь нефти от естественной убыли на предприятиях Главтранснефти.

2. ЕСТЕСТВЕННАЯ УБЫЛЬ НЕФТИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ГЛАВТРАНСНЕФТИ

2.1. Под естественной убылью нефти понимаются потери (уменьшение массы) нефти при сохранении качества в пределах требований нормативных документов, являющиеся следствием физико-химических свойств нефти, воздействия метеорологических факторов, режима работы резервуаров, температуры нефти и несовершенства существующих в данное время средств защиты нефти от потерь при проведении товарно-транспортных операций (хранении, транспортировании, приеме и отпуске и др.)

2.2. Потери нефти от естественной убыли на предприятиях Главтранснефти происходят:

из резервуаров магистральных нефтепроводов за счет испарения в атмосферу при их заполнении и хранении;

из железнодорожных цистерн, речных и морских судов при их наливе;

из линейной части магистральных нефтепроводов за счет утечек через микротрещины и коррозионные свищи в трубопроводах, необнаруживаемые существующими приборами контроля утечек; утечек через уплотнения штоков задвижек; от испарения в атмосферу части утечек нефти через торцовые уплотнения магистральных насосов; со сточными промышленными водами после очистки до допустимой концентрации в них нефти; от испарения нефти с поверхности прудов-накопителей промышленных сточных вод и нефтеловушек; от испарения в атмосферу из емкостей, предназначенных для приема нефти при возникновении в нефтепроводе "ударной волны".

2.3. К естественной убыли не относятся потери, вызванные нарушением требований стандартов, технических условий, правил транспортирования и условий хранения, а также аварийные потери вследствие повреждения нефтепроводов, транспортных емкостей и резервуаров, изменения качества (порчи) нефти. Эти потери списываются актами. Не относятся к естественной убыли потери, возникающие при плановых ремонтах участков магистральных нефтепроводов, запорной арматуры, технологического оборудования, резервуаров, нефтеловушек и других сооружений при работах, связанных с освобождением их от нефти и нефтеостатков. Эти потери должны регламентироваться нормами потерь нефти на ремонтные работы

2.4. Норма естественной убыли - это утвержденная в установленном порядке предельно допустимая удельная величина потерь нефти от естественной убыли при проведении каждой отдельной товарно-транспортной операции (хранении, приеме, отпуске, транспортировании) при применении необходимых нефтесберегающих техники и технологии и соблюдении правил транспортирования, приема, отпуска и хранения, учитывающая физико-химические свойства нефти, режимы работы резервуарных парков, длительность и условия хранения и расстояние транспортирования.

Норма естественной убыли выражается в килограммах теряемой нефти на I тонну количества нефти, участвовавшего в каждой из товарно-транспортных операций по приему, отпуску и хранению, а для линейной части нефтепроводов-в килограммах на I тонну перекачанного количества нефти на I00 км линейной части нефтепровода.

2.5. Нормы естественной убыли нефти не устанавливаются при хранении и транспортировании в емкостях, у которых рабочее давление выше давления насыщенных паров нефти при максимальной температуре её хранения или транспортирования.

3. ПОРЯДОК И ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К РАЗРАБОТКЕ И ПЕРЕСМОТРУ НОРМ ЕСТЕСТВЕННОЙ УБЫЛИ

3.I. Разработка норм естественной убыли нефти является научно-исследовательской работой. Нормы разрабатываются научно-исследовательскими организациями Министерства нефтяной промышленности на основе экспериментальных и теоретических исследований, а также на базе обработки отчетных данных предприятий Главтранснефти.

3.2. Пересмотр действующих норм проводится на основе экспериментальных исследований или данных бухгалтерского отчета и отчетности управлений магистральных нефтепроводов, отражающих фактическую убыль нефти за ряд лет.

3.3. Пересмотр действующих норм естественной убыли нефти проводится не реже одного раза в пять лет, а в случае внедрения новых технологических процессов или технических средств, направленных на изменение условий транспортирования, отпуска, приема и хранения нефти – в течение одного года.

3.4. Нормы естественной убыли нефти для каждой товарно-транспортной операции определяются путем обработки теоретических, экспериментальных или отчетных данных управлений магистральными нефтепроводами с применением методов математической статистики с учетом "Рекомендаций по применению математической статистики при установлении норм и допусков на показатели качества продукции в государственных стандартах и других нормативно-технических документах", разработанных Всесоюзным научно-исследовательским институтом стандартизации и одобренных Техническим управлением Госстандарта СССР, а также путем расчета потерь нефти по действующим методикам расчета потерь.

3.5. Нормы естественной убыли нефти разрабатываются с учетом физико-химических характеристик нефти, с учетом климатических зон и времени года (при обнаружении зависимости от указанных факторов), типа емкости, вида транспортного средства, применяемых для сокращения потерь нефти технических средств; режима работы резервуаров.

3.6. Резервуары и транспортные емкости, из которых экспериментально определяют естественную убыль, должны быть технически и коммерчески исправными и подготовлены к исследованиям в соответствии с требованиями ГОСТа 1510-76 "Нефть и нефтепродукты. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение".

3.7. Расстояние и маршрут транспортирования нефти в транспортных емкостях определяются необходимостью достоверного определения норм естественной убыли с учетом фактической дальности перевозок и возможностью определения убыли массы груза в промежуточных пунктах маршрута.

3.8. При обнаружении зависимости естественной убыли нефти от климатических зон и времен года нормы должны разрабатываться с учетом требований ГОСТа 16350-70 "Климатические зоны СССР. Районирование по воздействию климата на технические изделия и материалы. Статистические параметры климатических факторов", а также данных справочника "Климат СССР".

3.9. В пояснительной записке к проекту норм естественной убыли нефти должны быть указаны причины, вызывающие естественные потери нефти, и составляющие, из которых складывается норма естественной убыли.

4. ПОРЯДОК И ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОВЕДЕНИЮ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ НОРМ ЕСТЕСТВЕННОЙ УБЫЛИ

4.1. Проводится сбор и анализ данных об источниках естествен-

ной убыли (потерь) нефти на предприятиях Главтранснефти. Разрабатывается классификация этих источников.

4.2. Проводится сбор и анализ данных о свойствах и углеводородном составе нефтей, перекачиваемых по нефтепроводам Главтранснефти и наливаемых в транспортные емкости. Разрабатывается классификация нефтей по свойствам, характеризующим склонность этих нефтей к естественной убыли. Выявляются для каждого класса наиболее характерные нефти.

4.3. Проводится сбор и анализ физических параметров и условий, при которых выполняются товарно-транспортные операции на магистральных нефтепроводах и которые способствуют увеличению естественной убыли нефтей при этих операциях.

4.4. На основании результатов анализа по подпунктам 4.I.-4.3. и по согласованию с Главтранснефтью выбираются предприятия и объекты территориальных УМН, на которых с учетом характерных условий будут проводиться экспериментальные определения потерь нефтей.

4.5. Экспериментальное определение потерь нефтей, выбор необходимого количества экспериментов проводится в соответствии с рекомендациями РД 39-3-540-8I "Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях Министерства нефтяной промышленности", утвержденного Миннефтепромом 27.02.1981г.

4.6. Экспериментальное определение потерь нефти из каждого источника потерь проводится по специально разрабатываемой рабочей методике и программе (см.пример приложения), согласованной с Главтранснефтью и утвержденной ВНИИСПТнефтью. В Методике должны быть показаны цель и задача исследований, место и время их проведения, приборы и оборудование для исследований, метрологическое обеспечение исследования, дано обоснование необходимого количества экспериментов, а также приведен метод обработки полученных экспериментальных данных.

4.7. Экспериментальное определение потерь нефти из каждого источника потерь проводится в присутствии представителей Главтранснефти. После окончания исследований составляется акт о проведенных экспериментах, подписываемый представителями института и Главтранснефти.

4.8. Метрологическое обеспечение экспериментального определения потерь нефти осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТа I.25-76 "Метрологическое обеспечение. Основные положения".

4.9. В тех случаях, когда требуются многократные наблюдения, обработка результатов экспериментов проводится в соответствии с требованиями ГОСТа 8.207-76 "Прямые измерения с многократными наблюдениями. Методы обработки результатов наблюдений. Основные положения".

4.10. Анормальные результаты исследований при обработке экспериментальных данных исключаются на основе требований ГОСТа 11.002-73 "Прикладная статистика. Правила оценки анормальности результатов наблюдений".

4.11. Доверительные границы индивидуальных норм естественной убыли определяются по ГОСТу 11.004-74 "Прикладная статистика. Правила оценок и доверительных границ для параметров нормального распределения".

4.12. Вероятность, с которой устанавливается величина доверительной границы погрешностей результатов измерений, устанавливается по ГОСТу 8.207-76.

5. ОРГАНИЗАЦИИ, РАЗРАБАТЫВАЮЩИЕ И УТВЕРЖДАЮЩИЕ НОРМЫ ЕСТЕСТВЕННОЙ УБЫЛИ

5.1. Проект норм естественной убыли нефти при приеме, хранении и отпуске в резервуарах, при наливе, транспортировании и сливе из железнодорожных цистерн, из линейной части магистральных нефтепроводов разрабатывается, выносится на согласование и утверждение институтом ВНИИСПТнефть. ВНИИСПТнефть принимает участие в разработке проекта норм естественной убыли нефти при наливе, транспортировании и сливе из нефтеналивных судов речного и морского флота.

5.2. Разработанные или пересмотренные нормы естественной убыли нефти утверждаются Госснабом СССР.

6. ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ, КОТОРЫЕ ИСПОЛЬЗУЮТСЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НОРМ ЕСТЕСТВЕННОЙ УБЫЛИ ТОВАРНОЙ НЕФТИ

6.1. Типовые методические положения по разработке норм естественной убыли продукции производственно-технического назначения и товаров народного потребления при транспортировании и

хранении". НИИМС при Госснабе СССР, 1983 г.

6.2. РД 39-3-540-81. Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях Миннефтепрома.

6.3. ГОСТ 1.25-76. Метрологическое обеспечение. Основные положения .

6.4. ГОСТ 16350-70. Климатические зоны СССР. Районирование по воздействию климата на технические изделия и материалы. Статистические параметры климатических факторов.

6.5. Справочник "Климат СССР". Л., Гидрометеоиздат, 1976.

6.6. ГОСТ 8.207-76. Прямые измерения с многократными наблюдениями. Методы обработки результатов наблюдений. Основные положения.

6.7. ГОСТ 8.424-81. Массы народнохозяйственных грузов, перевозимых по железной дороге. Методика выполнения измерений.

6.8. ГОСТ 11.002-73. Прикладная статистика. Правила оценки анормальности результатов наблюдений.

6.9 . ГОСТ 11.006-71. Прикладная статистика. Правила проверки согласия опытного распределения с теоретическим.

6.10. ГОСТ 11.004-74. Прикладная статистика. Правила определения оценок и доверительных границ для параметров нормального распределения.

6.11. ГОСТ 7.32-81. Отчет о научно-исследовательской работе. Общие требования и правила оформления.

6.12. Комплексная методика оценки эффективности хозяйственных мероприятий. Проект. ГКНТ АН СССР, М., 1980 .

6.13. Зайдель А.П. Ошибки измерений физических величин. "Наука", Ленинград, 1974 .

6.14. Рекомендации по применению математической статистики при установлении норм и допусков на показатели качества продукции в государственных стандартах и других нормативно-технических документах. Государственный комитет стандартов при СМ СССР, ВНИИС, М., 1973 .

7. МАТЕРИАЛЫ, ПРЕДСТАВЛЯЕМЫЕ В ГОССНАБ СССР ПО ОБОСНОВАНИЮ ПРОЕКТА НОРМ ЕСТЕСТВЕННОЙ УБЫЛИ ПРОДУКЦИИ

7.1. Проект норм естественной убыли продукции представляется на утверждение (согласование) в установленном порядке совместно с материалами, обосновывающими проект норм.

7.2. Материалы по обоснованию проекта норм должны содержать следующие документы:

проект норм естественной убыли с инструкцией по применению норм;

пояснительную записку по обоснованию проекта норм естественной убыли нефти, оформленную в соответствии с ГОСТом 7.32-81 "Отчет о научно-исследовательской работе. Общие требования и правила оформления";

исходные данные и результаты обработки экспериментальных исследований;

обоснование необходимости учета факторов, оказывающих влияние на величину естественной убыли нефти при различных товарно-транспортных операциях;

протоколы метрологических измерений с указанием типов и основных характеристик измерительных устройств, применяемых для определения нормы, их номера;

ожидаемый экономический эффект от разработки или пересмотра норм;

перечень организационно-технических мероприятий на ближайшие 5 лет, учитывающих внедрение достижений научно-технического прогресса, направленных на снижение потерь нефти.

Приложение

Методика проведения эксперимента по определению естественной убыли нефти из резервуаров магистральных нефтепроводов, из нефтеналивных судов и железнодорожных цистерн при наливе (Пример)

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Естественная убыль нефти происходит из-за склонности нефти к испарению. Потери от естественной убыли возникают при наполнении резервуаров и транспортных емкостей нефтью, вследствие испарения этих нефтей и вытеснения углеводородных паров из газового пространства емкостей в окружающую атмосферу.

2. ЦЕЛЬ РАБОТЫ

Целью работы является определение величины естественной убыли нефти из резервуаров и нефтеналивных судов.

3. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЕСТЕСТВЕННОЙ УБЫЛИ НЕФТИ

Естественная убыль нефти из резервуаров магистрального нефтепровода и из нефтеналивных судов определяется в соответствии с "Методическими указаниями по определению технологических потерь нефти на предприятиях Миннефтепрома, утвержденными Миннефтепромом, РД 39-3-540-81 (Уфа, ВНИИСПТнефть, 1981).

4. ПЛАН ЭКСПЕРИМЕНТОВ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЕСТЕСТВЕННОЙ УБЫЛИ НЕФТИ ИЗ РЕЗЕРВУАРА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА И ИЗ НЕФТЕНАЛИВНОГО СУДНА

Естественная убыль нефти из резервуаров определяется при следующих режимах их работы: "заполнение-опорожнение", "подключенные резервуары". Исследования проводятся по одной серии в весенне-летний и осенне-зимний периоды года.

В соответствии с РД 39-3-540-81 рекомендуется применять для определения потерь нефти из резервуаров магистральных нефтепрово-

дов и нефтеналивных судов расчетно-экспериментальный метод, основанный на измерении концентрации углеводородных паров, вытесняемых из резервуара или танка.

Принятый метод измерений и расчет величины естественной убыли нефти выбран исходя из ожидаемой величины естественной убыли, требования обеспечения приемлемой точности результатов и использования серийно выпускаемого промышленностью оборудования и приборов.

Погрешность единичного определения естественной убыли по принятому методу от 5 до 9%.

Для обеспечения требуемой "Методическими указаниями..." точности экспериментов погрешности измерения не должны превышать:

для температуры $\pm$ 3°С около 1% ;

для концентрации углеводородов - 5% (относительная погрешность);

для плотности углеводородов - 5%;

для объема газового пространства - 0,5%.

Исходя из принятых величин точности определения естественной убыли нефти выбраны следующие приборы измерения:

температура газа измеряется максимальным термометром (ГОСТ 630-69) или хромель-копелевой термопарой и переносным потенциометром ПП-69 (ГОСТ 9245-68);

концентрация углеводородов в отбираемых пробах паровоздушной смеси на хроматографе или газоанализаторе ГХП-100 (ГОСТ 6329-74);

объем газового пространства резервуара - по градуировочной характеристике резервуара, танка и по показаниям приборов количественного учета нефти, установленных на резервуарах и на причале;

плотность газа вычисляется по данным хроматографического анализа газов.

Перед началом исследований проводятся следующие работы:

производится технический осмотр резервуаров и танков нефтеналивного судна, проверяется работоспособность отсекающих задвижек и клинкетов, уровнемеров, дыхательных и предохранительных клапанов;

устанавливаются резиновые или хлорвиниловые трубки для отбора проб паровоздушной смеси из резервуара (танка нефтеналивного судна);

устанавливаются необходимые для исследования контрольно-измерительные приборы;

производится запись в журнал наблюдений данных о характеристике резервуара (нефтеналивного судна): объем, высота, диаметр, геометрические параметры (танка), наличие, количество и типо-размеры дыхательных клапанов и т.д., рабочий режим резервуара. Кроме того, записывается наименование поступающей нефти, дата и продолжительность предыдущей выкачки нефти из резервуара, простоя до начала очередной закачки, выкачки. Определение естественной убыли нефти от испарения из нефтеналивного судна производится на одном из центральных и на одном из боковых танков.

Перед закачкой, в начальный момент закачки, а затем в середине и в конце заполнения резервуара (танка) производятся следующие измерения:

определяется уровень нефти в резервуаре (танке) и по калибровочным таблицам объем нефти и газового пространства в резервуаре (танке);

в трех точках по высоте резервуара (танка): над уровнем нефти, в середине газового пространства и под кровлей резервуара (танка) - отбираются пробы паровоздушной смеси для определения углеводородного состава смеси на хромотографе. Одновременно прибором ГХП-I00М в этих же точках определяют суммарную концентрацию углеводородов в паровоздушной смеси;

измеряется температура нефти на глубине 0,5 м от поверхности нефти и температура газового пространства в вышеназванных точках;

измеряется температура окружающего воздуха, атмосферное давление и скорость ветра, кроме того в журнал заносятся погодные условия (ясно, пасмурно и т.д.);

после заполнения резервуара (танка) наполовину высоты его рабочего объема отбирается в контейнер проба нефти непосредственно из подводящей трубы к резервуару (судну). Проба предназначается для определения давления насыщенных паров нефти, их плотности, молекулярной массы, углеводородного и фракционного состава нефти;

отбирается из резервуара (танка) проба нефти по ГОСТ 2517-80 (Нефть и нефтепродукты. Отбор проб) в стандартный пробоотборник и нефтеденсиметром определяется температура нефти и её плотность;

из вахтовых журналов на НПС выписывается средняя температура нефти в резервуарах в течение года по месяцам;

в районных управлениях "Волготанкера", МПС или Миннефтепрома из паспортов на налитую нефть выписывается температура нефти

за весь навигационный период.

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМОГО КОЛИЧЕСТВА ЭКСПЕРИМЕНТОВ

Согласно "Методическим указаниям" погрешность определения среднегодовых потерь рассчитывается по формуле:

$$\delta_{G_в} = \sqrt{\frac{\delta_G^2}{m \cdot n} + \delta_в^2}\ , \qquad (I)$$

где $\delta_{G_в}$ - относительная погрешность определения среднегодовых потерь;

δ_G - относительная погрешность единичного определения потерь;

$\delta_в$ - относительная погрешность, вносимая приближенным интегрированием;

m - число серий экспериментов;

n - количество экспериментов в серии.

Число необходимых экспериментов определяется из формулы (I) и зависит от необходимой точности конечного результата. Для расчета примем относительную погрешность определения годовых потерь в среднем равной I6% (из анализа погрешностей проведенных ранее экспериментальных определений потерь нефти от испарения).

При расчете количества экспериментов в серии ($m = 2$) за короткий промежуток времени необходимо учитывать, что экспериментально определяется не только среднее значение величины потерь в данном промежутке времени, но и разброс около среднего значения, обусловленный влиянием погодных и технологических факторов, изменением углеводородного состава смеси нефтей, перекачиваемых по нефтепроводу за счет случайных значений в формировании этих смесей, случайных изменений от контакта смеси с технологическим или "мертвым" остатком нефтей при поступлении в резервуар (танк), а также погрешностью единичного определения.

В соответствии с "Методическими указаниями"(п.I0.I8) определение среднегодовых потерь эквивалентно определению среднего значения функции по нескольким экспериментально определенным точкам. Так как зависимость потерь от времени — функция непрерывная, то среднее значение величины потерь i -го интервала температур можно определить по правилу Симпсона (для 2-х полос 0-I и I-2):

$$G_{cp} = \frac{1}{3}\left(G_0 + 2G_1\right), \qquad (2)$$

где $\sigma_{ср}$ – среднегодовые потери;
σ_c – минимальные потери;
σ_1 – максимальные потери.

Непосредственно из формулы (2) следует, что если $\sigma_c = \sigma_1$, то

$$\tilde{\sigma}^2_{\varepsilon_{ср}} = \frac{5}{9}\tilde{\sigma}^2_{\varepsilon}.$$

(Обозначение см.формулу I).

Погрешность приближенного интегрирования для формулы Симпсона может быть оценена через значения функции (пренебрегая поправкой на значение производных на концах интервала):

$$\varepsilon_{S_n} = \frac{2\sigma_1}{15}\left(1 - \frac{\sigma_c}{\sigma_1}\right).$$

Таким образом, этот вид погрешности зависит от отношения величины минимальных потерь к максимальным. Значение этого отношения для стальных вертикальных резервуаров с нефтями равно 0,3 ÷ 0,5.

Относительная погрешность, вносимая приближенным интегрированием по формуле Симпсона, в зависимости от отношения минимальных потерь к максимальным, равна 8 ÷ I2%.

Разброс погрешности единичного определ ния потерь относительно среднего значения по ранее проведенным исследованиям составляет 30 ÷ 50%.

Тогда из формулы (I) имеем:

$$I6\% = \sqrt{\frac{5}{9}\cdot\frac{40^2}{2n} + 10^4},$$

откуда n = 3 эксперимента.

Таким образом, для разработки норм естественной убыли нефти из резервуара с заданной погрешностью необходимо при 2-х сериях провести 3 эксперимента в каждой серии.

6. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ЭКСПЕРИМЕНТА

Естественная убыль нефти за одно наполнение резервуара (танка) рассчитывается на основе экспериментальных данных по формуле:

$$G = \sum_1^n G_i.$$

где

$$G_i = \frac{T_e}{P_e}\left[V_i\left(1 - c_i\right)\frac{T_i}{P_i} - V_{i+1}\left(1 - c_{i+1}\right)\frac{T_{i+1}}{P_{i+1}}\right]\frac{c_i'}{1 - c_i'} \cdot \rho_o ,$$

G_i – масса потерянных углеводородов из резервуара за промежуток времени (i+ I ; i), кг;

n – число промежутков времени;

V_i, V_{i+1} – объем газового пространства резервуара в момент времени i и i+I (с учетом объема под кровлей),м^3;

c_i, c_{i+1} – средняя по объему газового пространства концентрация углеводородов в резервуаре в момент времени i и i+I, в долях единицы;

$c_i' = \frac{c_i + c_{i+1}}{2}$ – средняя концентрация углеводородов в входящей паровоздушной смеси за промежуток времени (i, i+I), в долях единицы;

$P_i, T_i, P_{i+1}, T_{i+1}$ – давление и абсолютная температура в газовом пространстве резервуара в момент времени i и i+I, МПа, ^{0}К;

T_e, P_e – температура и давление равные 273 К и 0,I0I МПа;

ρ_o – средняя плотность теряемых углеводородных паров, кг/м^3 (приведенная к давлению 0,I0I МПа и температуре 273 К).

Удельные величины естественной убыли нефти вычисляются по формуле:

$$q = \frac{G}{V \cdot \rho_н} , \qquad \text{кг/т},$$

где G – естественная убыль нефти за одно наполнение, кг;

V – объем закачанной нефти в резервуар или танк за период эксперимента, м^3;

$\rho_н$ – плотность нефти, т/м^3.

Все данные экспериментов и их обработка заносятся в журналы экспериментов (см.форму приложения).

Составляется акт о проведении экспериментов, который подписывается представителями УМН и ВНИИСПТнефти.

Форма

ЖУРНАЛ ЭКСПЕРИМЕНТОВ

Дата и время проведения эксп. час.мин	Номер резервуара	Тип резервуара	Полный объем резервуара, м³	Взлив нефти в резервуаре, м	Объем нефти в резервуаре, м³	Объем газового пространства, м³	Атмосферное давление, Па	Тем-ра, °С: окружающего воздуха	Тем-ра, °С: нефти в резервуаре	Тем-ра, °С: нефти в трубопроводе	Тем-ра газового пространства резервуара, °С: над нефтью	Тем-ра газового пространства резервуара, °С: в середине	Тем-ра газового пространства резервуара, °С: на выходе	Концентрация ПВС, %: у поверхности	Концентрация ПВС, %: в середине газового пространства	Концентрация ПВС, %: на выходе из резервуара	Плотность нефти, т/м³	Примечание
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА

РАЗРАБОТКИ НОРМ ЕСТЕСТВЕННОЙ УБЫЛИ ТОВАРНОЙ НЕФТИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ГЛАВТРАНСНЕФТИ

РД 39-30-1135-84

ВНИИСПТнефть

450055, г.Уфа, пр.Октября, 144/3

Редактор Г.Л.Левченко

Технический редактор Л.А.Кучерова

Подписано в печать 28.09.84г. П01746

Формат 60х90 1/16. Уч.-изд.л. 0,7. Тираж 260 экз.

Заказ 170

Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru