МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВНИИСПТ НЕФТЬ



МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СРЕДСТВ СОКРАЩЕНИЯ ЕСТЕСТВЕННОЙ УБЫЛИ НЕФТИ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

РД 39 - 0147103 - 289 - 88

г.Уфа

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

ВНИИСПТнефть

УТВЕРЖДЕН

главным инженером Главтранснефти
В.Х.Галиком

25 декабря 1987 года

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СРЕДСТВ СОКРАЩЕНИЯ ЕСТЕСТВЕННОЙ УБЫЛИ НЕФТИ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

РД 39-0147103-298-88

Предназначена для работников управлений магистральными нефтепроводами, занимающихся вопросами определения эффективности при внедрении технических средств и технологических мероприятий по сокращению естественной убыли нефти на предприятиях Главтранснефти.

Настоящая методика разработана И.С.Бронштейном, П.Р.Ривкиным, Ф.А.Бадертдиновой, А.З.Батталовым.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методика расчета эффективности применения средств сокращения естественной убыли нефти на магистральных нефтепроводах

РД 39-0147103-298-88

Вводится взамен "Временной методики определения величины сокращения технологических потерь нефти при внедрении средств и мероприятий по их сокращению на магистральных нефтепроводах"

Срок введения установлен с 1 января 1988 г.

Настоящая методика предназначена для применения при расчетах эффективности внедрения технических средств и технологических мероприятий по сокращению естественной убыли нефти на магистральных нефтепроводах.

В методике изложены сведения о применяемых в стране средствах и мероприятиях по сокращению естественной убыли нефти из резервуаров и линейной части нефтепроводов, приведены формулы определения эффективности сокращения потерь при их применении.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Настоящая методика является руководством при расчете эффективности внедряемых на предприятиях магистральных нефтепроводов технических средств и технологических мероприятий, направленных на сокращение естественной убыли нефти из резервуаров и линейной части нефтепроводов.

I.2. Под естественной убылью, согласно определению из /I/, 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 (хранение, транспортирование, прием, отпуск).

I.3. К естественной убыли относятся потери:

от испарения нефти, поверхность которой граничит с газовой средой;

от утечек из труб и оборудования через неплотности, микротрещины и коррозионные свищи, не обнаруживаемые существующими приборами контроля утечек;

с отложениями парафина на дне резервуаров и от налипания;

с отводимыми сточными водами.

I.4. Нефть, испарившаяся из резервуаров за счет отсутствия межмолекулярного и термодинамического равновесия между газовой и жидкой фазами, теряется:

с вытесняемой паровоздушной смесью при операции наполнения - опорожнения резервуара - "большие дыхания";

с вытесняемой паровоздушной смесью при изменении объема нефти от суточных метеорологических колебаний температуры нефти и газового пространства резервуаров, от колебаний атмосферного давления, при разгерметизации резервуаров для отбора проб и измерения уровня и температуры нефти;

от вентиляции газового пространства резервуара при негерметичной кровле резервуара или снятой дыхательно-предохранительной аппаратуре.

I.5. Потери нефти при утечках через неплотности труб и оборудования, необнаруживаемых приборами контроля утечек, происходят за счет:

разгазирования вытекшей нефти;

испарения вытекшей нефти;

выветривания твердого остатка.

I.6. Потери нефти в виде осаждающегося парафина и механических примесей, удаляемых при зачистке резервуаров, узлов учета, фильтров-грязеуловителей, камер приема скребка.

I.7. Потери с отводимыми сточными водами происходят:

от испарения нефти с поверхности промышленных сточных вод в нефтеловушках и прудах-накопителях;

с отводимыми сточными водами после очистки их до допустимой концентрации.

I.8. 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 / 2/. Эти потери списываются актами. Не относятся к естественной убыли нефти 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 собственные нужды при проведении технического обслуживания и ремонта.

2. СРЕДСТВА И МЕРОПРИЯТИЯ ПО СОКРАЩЕНИЮ ПОТЕРЬ НЕФТИ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

2.I. Газоуравнительная система

2.I.I. Газоуравнительная система предназначена для сокращения потерь нефти от испарения при "больших дыханиях" резервуаров.

2.I.2. Газоуравнительная система эффективна для сокращения

потерь нефти от испарения из резервуаров нефтеперекачивающих станций, производящих прием и учет количества нефти по замерам в резервуарах.

2.I.3. Газоуравнительная система работоспособна при среднесуточной температуре окружающей среды не ниже 278 К (+5 °С).

2.I.4. Эффективность применения газоуравнительной системы зависит от коэффициента совпадения операций по заполнению и опорожнению резервуаров (Кс). Он определяется как отношение меньшей производительности закачки или откачки одной группы резервуаров к большей производительности другой группы резервуаров, из которых одновременно ведется откачка или соответственно закачка. Коэффициент Кс имеет пределы $0 \leq Кс \leq I$, соответственно эффективность ГУС имеет пределы 0 ÷ I00 % /3/.

2.I.5. Эффективность ГУС в сокращении потерь нефти при среднестатистическом значении Кс = 0,5 составляет $\approx$ 40 % от величины нормативной естественной убыли нефти из резервуаров, не оборудованных ГУС.

2.2. Понтоны

2.2.I. Понтоны предназначены для разобщения поверхности нефти от газового пространства резервуара. При этом в зависимости от типа уплотняющих затворов для перекрытия кольцевых зазоров между стенками резервуаров и понтоном, между направляющей стойкой и понтоном объем газового пространства над нефтью приближается к нулю /4/.

2.2.2. Понтоны, применяемые для сокращения потерь нефти из резервуаров типа РВС, существуют двух типов: металлические и из синтетических материалов.

2.2.3. Металлическими понтонами оборудуются вновь строящиеся резервуары, понтонами из синтетических материалов оборудуются как строящиеся, так и действующие резервуары.

2.2.4. Понтоны эффективны при различных режимах работы резервуаров.

2.2.5. Эффективность понтонов с петлеобразным затвором в сокращении потерь нефти от испарения из резервуаров составляет в среднем 70 % [4] от величины нормативной естественной убыли из резервуаров, не оборудованных понтонами.

2.3. Плавающие крыши

2.3.1. Внедрение на резервуарах плавающих крыш исключает контакт поверхности нефти с окружающим воздухом, а следовательно, снижает испарение нефти из резервуаров.

2.3.2. Резервуары с плавающими крышами могут быть построены во всех климатических зонах страны, но с учетом интенсивности осадков.

2.3.3. Плавающие крыши эффективны при различных режимах работы резервуаров.

2.3.4. Эффективность плавающих крыш с затвором типа РУРП-I для перекрытия зазора между стенкой резервуара и периметром плавающей крыши с петлеобразным затвором вокруг направляющих стоек в сокращении потерь нефти от испарения из резервуаров составляет 85 % от величины нормативной естественной убыли нефти из резервуаров без плавающих крыш [5].

2.4. Установка уплотняющих затворов типа РУМ-2, ЗУПР, ЗУС на понтонах

2.4.1. Эффективность в сокращении потерь нефти от испарения из резервуаров приведена выше для понтонов с петлеобразным затвором по периметру и вокруг направляющих стоек.

2.4.2. При замене петлеобразных затворов на затворы типа РУМ-2 по периметру и ЗУС или ЗУПР вокруг направляющих стоек на понтонах эффективность понтонов в сокращении потерь нефти повышается на 15 % [6, 7].

2.4.3. Монтаж затворов типа ЗУС и ЗУПР производится без применения огневых работ в действующих резервуарах.

2.5. Установка по улавливанию легких углеводородов (УЛУ)

2.5.1. Установки по улавливанию легких углеводородов, выходящих из резервуаров при технологических операциях с нефтью, могут использоваться в парках с резервуарами атмосферного давления.

2.5.2. Блочность технологического оборудования установки по улавливанию легких углеводородов позволяет применять ее при любой возможной производительности резервуарных парков.

2.5.3. Эффективность установок по улавливанию легких углеводородов в сокращении потерь нефти от испарения из резервуаров достигает 95 % от величины нормативной естественной убыли из резервуаров, не оборудованных средствами сокращения потерь /8/.

2.5.4. Установка по улавливанию легких углеводородов работоспособна при среднесуточной температуре окружающей среды не ниже 278 К (+5 °С).

2.6. Клапаны типа КДС и УДПК

2.6.1. Клапаны дыхательные типа КДС и УДПК /9/ устойчивы к воздействию климатических факторов внешней среды, поэтому предназначены для круглогодичной герметизации газового пространства резервуаров с нефтью.

2.6.2. Клапаны КДС и УДПК сокращают естественную убыль нефти из резервуаров типа РВС и ЖБР, работающих в любом технологическом режиме.

2.6.3. Клапаны типа КДС и УДПК можно устанавливать на вновь строящихся и на действующих резервуарах взамен клапанов типа КД, НДКМ и КПГ.

2.6.4. Эффективность клапанов типа КДС и УДПК в сокращении потерь нефти составляет 3 % от нормативной величины естественной убыли нефти из резервуаров.

2.6.5. Экономическая эффективность клапанов типа КДС и УДПК рассчитывается только на осенне-зимний период года.

2.7. Диски-отражатели

2.7.1. Диск-отражатель, подвешенный под монтажным патрубком дыхательного клапана, изменяет направление струи входящего в резервуар воздуха с вертикального на почти горизонтальное, препятствуя перемешиванию паровоздушной смеси, что уменьшает концентрацию паров нефти в паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара при "выдохах", т.е. уменьшает потери от испарения /10/.

2.7.2. Диски-отражатели устанавливают под каждым из дыхательных клапанов резервуара.

2.7.3. Установка дисков-отражателей под монтажным патрубком дыхательных клапанов производится в действующих резервуарах без применения огневых работ.

2.7.4. Диски-отражатели эффективны для снижения потерь нефти из всех типов резервуаров, имеющих стационарную крышу, работающих при всех технологических режимах, кроме хранения.

2.7.5. Диски-отражатели эффективны только при условии, что температура наружного воздуха равна или выше температуры нефти в резервуаре.

2.7.6. Эффективность дисков-отражателей в комплекте с дыхательным клапаном составляет 30 % от величины естественной убыли нефти из резервуаров.

2.7.7. Эффективность дисков-отражателей с учетом п.2.6.4 равна 27 % от величины естественной убыли нефти из резервуаров, не оборудованных средствами сокращения потерь.

2.8. Изменение режима перекачки нефти по нефтепроводу

2.8.1. Внедрение автоматизированных систем учета нефти позволяет переводить работу нефтеперекачивающих станций на режим "из насоса в насос", а резервуарные парки с режима "заполнение -

опорожнение" на режим "подключенные резервуары", что устраняет или уменьшает потери от "больших дыханий".

2.8.2. При переводе резервуаров с работы в режиме "заполнение - опорожнение" на режим "подключенные" происходит сокращение потерь нефти из резервуаров в среднем на 70 % от величины естественной убыли при работе резервуаров в режиме "заполнение - опорожнение".

2.8.3. При переводе нефтеперекачивающей станции на режим работы "из насоса в насос" происходит сокращение потерь нефти от испарения при выводе резервуаров, работавших в режиме "заполнение - опорожнение", на 100 %; резервуаров, работавших в режиме "подключенные", на 30 %.

2.9. Окраска наружной поверхности резервуара

2.9.1. Окраска наружной поверхности резервуара в светлые тона уменьшает пределы суточных колебаний температуры нефти и смеси паров нефти с воздухом в газовом пространстве резервуаров, то есть уменьшает потери нефти от испарения из резервуаров при "малых дыханиях" /II,I2/.

2.9.2. При температуре нефти в резервуарах выше температуры окружающего воздуха снижение потерь нефти от испарения при окраске резервуара светоотражающими красками практически отсутствует.

2.9.3. Эффективность окраски наружной поверхности резервуара в сокращении потерь нефти имеет место при работе резервуара в режиме "подключенные" и при длительном хранении. При работе резервуара в режиме "заполнение - опорожнение" с коэффициентом оборачиваемости более 200 раз в год окраска резервуара в светлые тона практически на величину потерь не влияет.

2.9.4. В нормах естественной убыли нефти из резервуаров учтены потери от испарения нефти из резервуаров с давностью окраски от 4 до 5 лет.

2.9.5. Первый и второй год эксплуатации свежеокрашенного резервуара сокращает величину потерь от испарения на 7 % от величины нормативной естественной убыли.

2.9.6. При эксплуатации резервуаров с давностью окраски от 2 до 4 лет включительно величина потерь от испарения из резервуаров сокращается на 3 % от величины нормативной естественной убыли.

2.9.7. При эксплуатации резервуаров с давностью окраски 5 лет и выше величина потерь от испарения повышается каждый год на 3 % от величины нормативной естественной убыли.

2.10. Размывающие головки в резервуарах

2.10.1. Применение систем размыва осадка предотвращает накопление парафинистого осадка в резервуарах, вовлекая его в товарную нефть /13,14/.

2.10.2. Размывающие устройства устанавливаются в резервуарах типа РВС и ЖБР.

2.10.3. Эффективность использования систем размыва осадка в резервуарах с целью сокращения потерь нефти в резервуарах зависит от физико-химических свойств нефти, определяющих высоту осадка парафина в резервуаре.

2.10.4. Эффективность в сокращении потерь нефти из резервуаров системы размыва и предотвращения накопления парафинистого осадка, эксплуатируемой согласно инструкции РД 39-30-587-81 /13/ составляет $3 \cdot 10^{-2}$ % от количества нефти, прошедшей через резервуары.

2.11. Внедрение автоматизированных систем замера уровня и температуры нефти

2.11.1. Внедрение автоматизированных систем замера уровня типа УД-8М, УДУ-10М и др. и температуры нефти в резервуарах (устройств типа ТСМ-40-42) исключает потери нефти, происходящие через замерный люк при ручном измерении, за счет ликвидации выхода паровоздушной смеси из замерного люка /15/.

2.II.2. Величина потерь нефти через замерный люк зависит от разности температур паровоздушной смеси в резервуаре и окружающего воздуха, от концентрации углеводородов в паровоздушной смеси и плотности паров углеводородов.

2.II.3. Внедрение автоматизированной системы замера уровня и температуры нефти в резервуаре уменьшает или ликвидирует число пользований замерным люком резервуара.

2.II.4. При разовом пользовании замерным люком резервуара для замера уровня нефти, температуры или отбора пробы величина потерь углеводородов составляет:

I52 кг из резервуаров емкостью 20 тыс.$м^3$

72 кг из резервуаров емкостью I0 тыс.$м^3$

32 кг из резервуаров емкостью 5 тыс.$м^3$

2.II.5. Величина потерь углеводородов из замерного люка резервуаров с понтонами равна 30 % от вышеперечисленных величин, соответствующих емкости резервуаров.

2.I2. Снижение температуры перекачиваемой нефти

2.I2.I. Снижение температуры перекачиваемой нефти приводит к снижению давления насыщенных паров нефти и, как следствие, к сокращению потерь от испарения нефти из резервуаров.

2.I2.2. Техническое осуществление снижения температуры на каждой отдельной нефтеперекачивающей станции может быть различным.

2.I2.3. Снижение температуры перекачиваемой нефти может производиться до значения, не оказывающего отрицательного влияния на технологические показатели работы нефтепровода с учетом экономической целесообразности.

2.I2.4. Эффективность сокращения потерь нефти от испарения из резервуаров при снижении температуры нефти на каждый I ^{o}C зависит от величины давления насыщенных паров нефти и начальной температуры нефти. Чем выше величина давления насыщенных паров нефти

и начальная температура нефти, тем эффективнее снижение температуры нефти на I °С в сокращении потерь.

2.I2.5. Эффективность сокращения потерь нефти от испарения из резервуаров при снижении температуры нефти на I °С определяется в % от количества перекачиваемой нефти и равна:

при наличии на резервуарах понтонов, плавающих крыш и газовой обвязки $5 \cdot 10^{-4}$ %

при отсутствии на резервуарах вышеперечисленных средств сокращения потерь $1 \cdot 10^{-3}$ %

2.I3. Замена сальниковых уплотнений на штоках задвижек на уплотняющее кольцо (резиновая манжета)

2.I3.I. Уплотняющие кольца (резиновые манжеты) устанавливаются на штоках задвижек как на вновь вводимых в действие нефтепроводах, так и на действующих нефтепроводах.

2.I3.2. Эффективность замены сальникового уплотнения на штоке задвижки на уплотняющее кольцо в сокращении потерь нефти составляет $5 \cdot 10^{-7}$ % от количества перекачиваемой по трубопроводу нефти.

2.I4. Установка очистки сточных вод типа НФ

2.I4.I. Установка типа НФ внедряется взамен нефтеловушек и флотаторов при реконструкции водоочистного хозяйства нефтеперекачивающей станции или на вновь строящихся предприятиях /I5/.

2.I4.2. Содержание нефти и минеральной взвеси в очищенной установкой НФ сточной воде не более 20 мг/л.

2.I4.3. При последовательном устройстве двух установок остаточное содержание нефти в сточной воде снижается до значений менее 20 мг/л.

2.I4.4. Эффективность установки типа НФ взамен нефтеловушек и флотаторов составляет $30 \cdot 10^{-6}$ % от количества перекачиваемой нефти по нефтепроводу.

3. МЕТОДИКА РАСЧЕТА СОКРАЩЕНИЯ ПОТЕРЬ НЕФТИ ПРИ ВНЕДРЕНИИ НЕФТЕСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ

3.I. Величина сокращения потерь нефти при внедрении средств и мероприятий рассчитывается за I2 месяцев с момента ввода в эксплуатацию.

3.2. Показатели эффективности технических средств и технологических мероприятий в сокращении потерь нефти приведены в таблице I.

3.3. Формулы расчета сокращения потерь нефти при внедрении нефтесберегающих технических средств и технологических мероприятий приведены в таблице 2.

3.4. При внедрении мероприятия в течение рассматриваемого года в расчетах используется коэффициент $\frac{y}{12}$, где y – число месяцев работы внедренного средства или мероприятия в данном году. В следующем за рассматриваемым годом оставшиеся $(12 - y)$ месяцев также могут быть использованы для учета величины эффекта в сокращении потерь нефти от внедренных технических средств и организационно-технологических мероприятий.

3.5. Величина сокращения потерь нефти рассчитывается по приведенным в таблице 2 формулам, применяя показатели эффективности, представленные в таблице I, с учетом условий эффективности принятого к внедрению средства или мероприятия, описанных в главе 3.

Таблица I.

Показатели эффективности технических средств и технологических мероприятий в сокращении потерь нефти

№ п/п	Техническое средство, технологическое мероприятие	Показатель эффективности сокращения потерь нефти
I	2	3
I.	Газоуравнительная система,	

I	2	3
	% от величины нормативной естественной убыли нефти из резервуаров, не оборудованных ГУС (при Кс = 0,5)	40
2.	Понтоны с петлеобразным затвором, % от величины нормативной естественной убыли нефти из резервуаров без понтонов	70
3.	Плавающие крыши, % от величины нормативной естественной убыли нефти из резервуаров без плавающих крыш	85
4.	Уплотняющие затворы к понтонам (типы РУМ-2, ЗУС, ЗУПР), % от величины нормативной естественной убыли нефти из резервуаров без понтонов	I5
5.	Установка по улавливанию легких углеводородов (УЛФ), % от величины нормативной естественной убыли нефти из резервуаров, не оборудованных средствами сокращения потерь	95
6.	Клапаны типа КДС и УДПК, % от величины нормативной естественной убыли (только в осенне-зимний период года)	3
7.	Диски-отражатели, % от величины нормативной естественной убыли (эффективны только при температуре наружного воздуха, равной или больше температуры нефти в резервуаре)	27
8.	Изменение режима перекачки нефти по нефтепроводу, % от величины нормативной естественной убыли нефти при первоначальном режиме работы резервуаров:	
	перевод с режима "заполнение - опорожнение" на работу в режиме "подключенные резервуары";	70
	перевод с режима "подключенные резервуары" на работу в режиме "из насоса в насос";	30

I	2	3
	перевод с режима "заполнение - опорожнение" на работу в режиме "из насоса в насос"	I00
9.	Окраска резервуаров, % от величины нормативной естественной убыли нефти (только в весенне-летний период):	
	до 2 лет эксплуатации включительно	7
	свыше 2 до 4 лет эксплуатации включительно	3
	свыше 4 лет эксплуатации до 5 лет включительно	0
	свыше 5 лет эксплуатации за каждый год	-3
I0.	Устройство системы разлива и предотвращения накопления парафинистого осадка в резервуарах, % от количества нефти, прошедшей через резервуары	$3 \cdot I0^{-2}$
II.	Автоматизированная система замера уровня и температуры нефти в резервуаре, кг при разовом открывании замерного люка резервуара емкостью 20 тыс.$м^3$	I52
	I0 тыс.$м^3$	72
	5 тыс.$м^3$	32
	Для резервуаров с понтоном 30% от вышеперечисленных величин, соответствующих емкости резервуаров	
I2.	Снижение температуры перекачиваемой нефти, % от количества нефти, прошедшей через резервуары, при снижении температуры на I ^{o}C:	
	при наличии на резервуарах понтонов, плавающих крыш или газовой обвязки	$5 \cdot I0^{-4}$
	при отсутствии на резервуарах вышеперечисленных средств сокращения потерь нефти	$I \cdot I0^{-3}$
I3.	Замена сальников уплотнений на штоках задвижек на уплотняющее кольцо (резиновая манжета), % от количества перекачиваемой нефти	$5 \cdot I0^{-7}$
I4.	Замена нефтеловушек установками очистки сточных вод типа НЕ, т/$м^3$ от количества отводимых сточных вод	$30 \cdot I0^{-6}$

Таблица 2

Формулы расчета сокращения потерь нефти при внедрении нефтесберегающих технических средств и технологических мероприятий

№ пп	Наименование средства, мероприятия	Формула
1.	ГУС	$C = 0{,}001 \cdot Q \cdot K \cdot E \dfrac{\sum_{1}^{n} V}{\sum_{1}^{N} V} \cdot \dfrac{m}{100} \cdot \dfrac{\gamma}{12}$
2.	Понтоны	
3.	Плавающие крыши	
4.	Уплотняющие затворы к понтонам и плавающим крышам	
5.	УЛФ	
6.	Дыхательные клапаны КДС и УДПК	
7.	Диски-отражатели	
8.	Изменение режима перекачки	
9.	Окраска резервуаров	
10.	Устройство системы размыва парафинистого осадка в резервуарах	$C = Q \cdot K \cdot \dfrac{\sum_{1}^{n} V}{\sum_{1}^{N} V} \cdot \dfrac{m}{100} \cdot \dfrac{\gamma}{12}$
11.	Автоматизированная система замера уровня	$C = m \cdot \beta \cdot 30 \cdot \gamma \cdot \dfrac{n}{N}$
12.	Снижение температуры нефти	$C = Q \cdot K \cdot \dfrac{m}{100} (t_1 - t_2) \dfrac{\gamma}{12}$
13.	Замена сальниковых уплотнений на штоках задвижек	$C = Q \cdot \dfrac{m}{100} \cdot a \cdot \dfrac{\gamma}{12}$
14.	Установка очистки сточных вод типа НФ	$C = 0{,}001 \cdot Q \cdot B \cdot m \cdot \dfrac{\gamma}{12}$

Условные обозначения в формулах таблицы для расчета сокращения потерь нефти

С – сокращение потерь нефти при внедрении нефтесберегающего средства, т;

Q – годовая производительность нефтеперекачивающей станции, т;

К – коэффициент режима работы резервуаров;

Е – норма естественной убыли нефти из резервуаров до внедрения средства сокращения потерь нефти, кг/т;

N – количество резервуаров нефтеперекачивающей станции, занятых в перекачке нефти, шт;

n – количество резервуаров нефтеперекачивающей станции, на которых внедряется средство сокращения потерь нефти, шт.;

V – объем одного резервуара, $м^3$;

m – показатель эффективности нефтесберегающего средства в сокращении потерь нефти, %;

y – количество месяцев работы нефтесберегающего средства в рассматриваемом году;

a – число задвижек с замененными уплотнениями на втоках, шт.;

В – норма водоотведения сточных вод, $м^3$ на 1000 т перекачиваемой нефти;

$в$ – число пользований замерным люком в сутки, ликвидированных при внедрении автоматизированной системы замера уровня и температуры нефти в резервуаре;

t_1 – начальная температура нефти в резервуарах, ^oC;

t_2 – сниженная температура нефти в резервуарах, ^oC.

4. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ОТ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ СОКРАЩЕНИЯ ЕСТЕСТВЕННОЙ УБЫЛИ НЕФТИ

4.I. Экономический эффект от внедрения мероприятий или средств сокращения естественной убыли нефти определяется /17/ по формуле:

$$Э = C \cdot Ц - \frac{(K_{ам} + K_{т.р.}) \cdot K_в}{100} - \frac{E_н}{100} \cdot K_в ,$$

где С - количество нефти, сберегаемой при внедрении мероприятия или средства сокращения естественной убыли нефти, т;

Ц - цена I т нефти, руб,

для определения экономического эффекта предприятия принимается равной продажной оптовой цене в данном УМН;

для определения народнохозяйственного (отраслевого) эффекта принимается равной цене, учитывающей замыкающие затраты, обеспечивающие прирост добычи нефти;

$K_в$ - капитальные вложения в мероприятие или средство сокращения потерь нефти, руб;

$K_{ам}$ - амортизационные отчисления от вновь созданных основных фондов по сокращению потерь нефти, % от $K_в$;

$K'_{т.р.}$ - отчисления на текущий ремонт этих основных фондов, % от $K_в$;

$E_н$ - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, % от $K_в$.

5. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ

5.I. Пример.

На НПС в мае введена в действие газоуравнительная система в резервуарном парке. Среднесуточная температура воздуха в зоне распо-

ложения НПС выше +5 °С начиная с апреля по октябрь включительно. Следовательно, в рассматриваемом году ГУС работает в течение 6 месяцев ($f = 6$).

Из 10 резервуаров НПС ($N = 10$) типа РВС-10000 общей емкостью $\sum_{1}^{10} V = 100000$ м³ к ГУС подключено 6 резервуаров ($n = 6$) общей емкостью $\sum_{1}^{6} V = 60000$ м³, работающих в режиме заполнение – опорожнение ($K = 1$).

Годовая производительность НПС $Q = 7250000$ т. Норма естественной убыли нефти из резервуаров до внедрения ГУС $E = 0{,}35$ кг/т. Показатель эффективности ГУС $m = 40$ % (табл. I).

Расчет сокращения потерь нефти при внедрении ГУС производится по формуле (табл. 2)

$$C = 0{,}001 \cdot Q \cdot K \cdot E \cdot \frac{\sum_{1}^{n} V}{\sum_{1}^{N} V} \cdot \frac{m}{100} \cdot \frac{f}{12}$$

$$C = 0{,}001 \times 7250000 \times 1 \times 0{,}35 \times \frac{60000}{100000} \times \frac{40}{100} \times \frac{6}{12} = 304{,}5 \text{ т}$$

5.2. Пример.

На НПС в сентябре ($f = 4$) введена в действие автоматизированная система замера уровня и температуры нефти в резервуарах с понтоном. К системе подключены все 10 ($n = N = 10$) резервуаров НПС. До внедрения системы за сутки производилось 6 замеров уровня с одновременным определением температуры. После внедрения системы число пользований замерным люком сократилось до 0 ($b = 6$). Показатель эффективности для резервуаров с понтонами $m = 72 \times \frac{30}{100}$ кг (табл. I).

Расчет сокращения потерь нефти при внедрении автоматизированной системы замера производится по формуле (табл. 2)

$$C = m \cdot b \cdot 30 \cdot f \cdot \frac{n}{N}$$

$$C = 72 \times \frac{30}{100} \times 6 \times 30 \times 4 \times \frac{10}{10} = 15552 \text{ кг} = 15{,}5 \text{ т}$$

5.3. Пример.

На НПС с годовой производительностью Q = 7250000 т, работающей с подключенными резервуарами (К = 0,3), с июля ($\mathcal{f}$ = 6) снижена температура перекачиваемой нефти на 3 °С $= t_1 - t_2$. Резервуары не оборудованы понтонами и плавающими крышами, не подключены к ГУС.

Показатель эффективности при снижении температуры нефти m = $= 1 \cdot 10^{-3}$

$$C = Q \cdot K \cdot \frac{m(t_1 - t_2)}{100} \cdot \frac{\mathcal{f}}{12}$$

$$C = 7250000 \times 0{,}3 \times \frac{1 \cdot 10^{-3} \cdot 3}{100} \times \frac{6}{12} = 32{,}6 \text{ т}$$

5.4. Пример.

На относящихся к данной нефтеперекачивающей станции нефтепроводах в течение мая ($\mathcal{f}$ = 8) заменено 6 сальниковых уплотнений на штоках задвижек на уплотняющее кольцо (резиновая манжета) (a = 6) и в октябре ($\mathcal{f}$ = 3) заменено еще 4 (a = 4). Годовая производительность НПС Q = 7250000 т.

Показатель эффективности уплотнений штоков задвижек типа "резиновая манжета" $m = 5 \cdot 10^{-7}$ % (табл.1).

Расчет сокращения потерь нефти при замене сальниковых уплотнений на штоках задвижек на уплотняющее кольцо производится по формуле (табл.2).

$$C = Q \frac{m}{100} \cdot a \cdot \frac{\mathcal{f}}{12}$$

$$C = 7250000 \times \frac{5 \cdot 10^{-7}}{100} \times \left(\frac{6 \times 8}{12} + \frac{4 \times 3}{12} \right) = 0{,}2 \text{ т.}$$

5.5. Пример.

На НПС, имеющей производительность Q = 7250000 т в год, в июне

(f = 7) введена в действие установка очистки сточных вод типа НФ-10. Норма водоотведения сточных вод на 1000 т перекачиваемой нефти для данной НПС В = 9,37 м^3.

Показатель эффективности установки НФ-10 для очистки сточных вод $m = 30 \cdot 10^{-6}$ т/м^3 (табл.1)

$$C = 0{,}001 \cdot Q \cdot B \cdot m \cdot \frac{f}{12}$$

$$C = \frac{7250000 \times 9{,}37}{1000} \times 30 \cdot 10^{-6} \times \frac{7}{12} = 1{,}2 \text{ т}$$

5.6. Пример.

На НПС в марте (f = 10) введены в действие системы размыва парафинистого осадка в 2-х (n = 2) резервуарах РВС-10000 из 10 резервуаров (N = 10) РВС-10000, работающих в подключенном режиме (К = 0,3).

Годовая производительность НПС Q = 7250000 т.

Показатель эффективности размывающих устройств $m = 3 \cdot 10^{-2}$ % (табл.1).

Расчет сокращения потерь нефти при внедрении размывающих устройств производится по формуле (табл.2)

$$C = Q \cdot K \cdot \frac{\sum_{1}^{n} V}{\sum_{1}^{N} V} \cdot \frac{m}{100} \cdot \frac{f}{12}$$

$$C = 7250000 \times 0{,}3 \times \frac{20000}{100000} \times \frac{3 \cdot 10^{-2}}{100} \times \frac{10}{12} = 10\ 8 \text{ т.}$$

5.7. Пример расчета экономического эффекта при внедрении средств и мероприятий по сокращению потерь нефти

В мае на НПС введена ГУС в резервуарном парке и получена экономия нефти в 304,5 т

Экономический эффект определяется по формуле:

$$Э = C \cdot Ц - \frac{(K_{ам} + K_{т.р.})}{100} \cdot K_в - \frac{E \cdot K_в}{100}, \text{ руб}$$

С - сокращение потерь нефти при внедрении нефтесберегающего средства, равно 304,5т

Ц - продажная оптовая цена нефти по данному УМН в год внедрения средств, равна 28 руб.

$К_в$ - капитальные вложения на устройство ГУС, равны 30000 руб.

$К_{ам}$ - амортизационные отчисления составляют 7 %

$К_{т.р.}$ - отчисление на текущий ремонт составляет 1,3 %

$Е_н$ - нормативный коэффициент эффективности равен 15 %

$$Э = 304,5 \times 28 - \frac{7 + 1,3}{100} \times 30000 - \frac{15}{100} \times 30000 = 1535 \text{ руб.}$$

Расчет эффективности ГУС может производиться и на следующий за рассматриваемым год с января по апрель включительно, если по метеорологическим условиям ГУС работоспособна. На данной станции расчет эффективности ГУС может производиться за 1 месяц апрель аналогично вышеописанному, т.к. в январе-марте среднесуточная температура воздуха ниже + 5 ^{0}С.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Типовые методические положения по разработке норм естественной убыли продукции производственно-технического назначения и товаров народного потребления при транспортировании и хранении. – М.: НИИМС при Госснабе СССР, 1982.

2. РД 39-30-1135-84 Методика разработки норм естественной убыли товарной нефти на предприятиях Главтранснефти. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1984.

3. Исследование эффективности применения существующих и разрабатываемых средств и методов сокращения потерь от испарения нефти и нефтепродуктов при хранении и транспорте. Закл.отчет ВНИИСПТнефть по теме 01-60, этапы I, 2, 3 за 1966 г., Уфа, 1967.

4. Разработка средств и мероприятий по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов при их сборе, подготовке, транспорте и хранении. Закл.отчет ВНИИСПТнефть по теме 5-I-71, этап У, Уфа, 1975.

5. Едигаров С.Г., Бобровский С.А. Проектирование и эксплуатация нефтебаз и газохранилищ. – М.: Недра, 1973.

6. Исследование работоспособности новой конструкции реконструируемых понтонов и выдача рекомендаций по ее совершенствованию. Закл.отчет ВНИИСПТнефть по теме 5-I-83, Уфа, 1984.

7. Чалович Г.С., Ритчик Г.А. Применение вторичных уплотнений в затворах понтонов и плавающих крыш резервуаров. (ВНИИмонтажспецстрой)./Ж. "Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья", № 6, 1984.

8. Применение системы улавливания легких фракций для сокращения потерь нефти из резервуаров, информ.листок № 366-86 БашЦНТИ, Уфа, 1986.

9. Освоение серийного выпуска и внедрение на предприятиях Миннефтепрома клапанов типа КДС для резервуаров, эксплуатирующихся в районах Сибири. Закл.отчет ВНИИСПТнефть по теме 5-6-79, Уфа, 1981.

10. Применение дисков-отражателей в резервуарах для сокращения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения. /НТС "Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов". - М.: ВНИИОЭНГ, 1971.

11. Временная методика определения величины сокращения технологических потерь нефти при внедрении средств и мероприятий по их сокращению на магистральных нефтепроводах. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1981.

12. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении. Ф.Ф.Абузова, И.С.Бронштейн и др. - М.: Недра, 1981.

13. РД 39-30-587-81. Инструкция по эксплуатации системы размыва и предотвращения накопления парафинистого осадка в нефтяных резервуарах. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1981.

14. РД 39-30-1053-84. Методика определения величины донных парафинистых отложений в нефтяных резервуарах. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1984.

15. Зайцев Д.А., Панарин В.В. Системы сбора и обработки информации для резервуарных парков. - М.: Недра, 1984.

16. Разработка средств и технологии очистки сточных вод при транспортировании и хранении нефти и нефтепродуктов. Закл.отчет ВНИИСПТнефть по теме 5-5-76, Уфа, 1977.

17. РД 39-0147075-202-86 Методические указания по определению экономической эффективности новой техники, изобретений и рационализаторских предложений в нефтедобывающей промышленности. - М.: ВНИИОЭНГ, 1986.

С О Д Е Р Ж А Н И Е

	Стр.
1. Общие положения	3
2. Средства и мероприятия по сокращению потерь нефти на магистральных нефтепроводах	5
2.I. Газоуравнительная система	5
2.2. Понтоны	6
2.3. Плавающие крыши	7
2.4. Установка уплотняющих затворов типа РУМ-2, ЗУПР, ЗУС на понтонах	7
2.5. Установка по улавливанию легких углеводородов (УЛФ)	8
2.6. Клапаны типа КДС и УДПК	8
2.7. Диски-отражатели	9
2.8. Изменение режима перекачки нефти по нефтепроводу	9
2.9. Окраска наружной поверхности резервуара	IO
2.IO.Размывающие головки в резервуарах	II
2.II.Внедрение автоматизированных систем замера уровня и температуры нефти	II
2.I2. Снижение температуры перекачиваемой нефти	I2
2.I3. Замена сальниковых уплотнений на штоках задвижек на уплотняющее кольцо (резиновая манжета)	I3
2.I4.Установка очистки сточных вод типа НФ	I3
3. Методика расчета сокращения потерь нефти при внедрении нефтесберегающих технических средств и технологических мероприятий	I4

4. Методика расчета экономического эффекта от внедрения технологических мероприятий и технических средств сокращения естественной убыли нефти 19

5. Примеры расчетов 19

Список использованных источников 24

Подписано к печати 26.01.88г. П05120
Формат 90х60/16. Уч.-изд.л. 1,4. Тираж 160 экз.
Заказ 27
Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru