Министерство нефтяной промышленности

ВНИИСПТнефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

ПО ПАСПОРТИЗАЦИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ-ИСТОЧНИКОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ НЕФТИ И НЕФТЯНОГО ГАЗА

РД 39-0147103-313-86

1986

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

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

УТВЕРЖДЕН

заместителем министра нефтяной промышленности
С.М.Топловым

25 декабря 1985 г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПАСПОРТИЗАЦИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ-ИСТОЧНИКОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ НЕФТИ И НЕФТЯНОГО ГАЗА

РД 39-0147103-313-86

1986

В методических указаниях изложены цели паспортизации нефтепромысловых объектов – источников технологических потерь нефти и нефтяного газа, организация работы по проведению паспортизации, рекомендации по определению технологических потерь нефти и нефтяного газа и оценке технического состояния нефтепромыслового объекта с точки зрения технологических потерь, а также приведена форма паспорта нефтепромыслового объекта.

Методические указания предназначены для нефтегазодобывающих предприятий и производственных предприятий по сбору, использованию и внутрипромысловому транспортированию нефтяного газа.

Настоящие методические указания разработаны авторским коллективом в составе: Н.Н.Репина, И.С.Бронштейна, Г.З.Эпштейна, Б.М.Грошева, А.А.Каштанова, Б.Х.Хусаинова, Е.Б.Корневой.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методические указания по паспортизации нефтепромысловых объектов - источников технологических потерь нефти и нефтяного газа

РД 39-0147103-313-86 Вводится впервые

Срок введения установлен с 1.03.86 г.
Срок действия до 1.03.89 г.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Настоящие методические указания предназначены для руководства ими при проведении паспортизации нефтепромысловых объектов и обязательны для всех нефтегазодобывающих предприятий и производственных предприятий по сбору, использованию и внутрипромысловому транспортированию нефтяного газа.

I.2. Паспортизации подлежат нефтепромысловые объекты, имеющие источники безвозвратных технологических потерь нефти и нефтяного газа.

I.3. Паспортизация нефтепромыслового объекта, включающего различные источники технологических потерь нефти и нефтяного газа, проводится с целью

выявления и учета источников технологических потерь;

уточнения объемов фактических технологических потерь нефти и нефтяного газа по отдельным источникам нефтепромысловых объектов при достигнутом уровне развития техники и технологии нефтегазодобычи; совершенствования техники и технологии эксплуатации нефтепромысловых объектов, направленной на сокращение потерь;

разработки мероприятий по сокращению потерь нефти и газа и охране окружающей среды;

снижения пожароопасности нефтепромысловых объектов.

I.4. Паспортизация заключается в составлении паспорта - типового общепроизводственного документа, отражающего техническое состояние нефтепромыслового объекта с точки зрения безвозвратных технологических потерь. Составление паспорта осуществляется на основании результатов аттестации нефтепромыслового объекта. Паспорт необходим для периодического сопоставительного анализа работы объекта в связи с изменяющимися режимными показателями и про-

водимыми реконструкциями. Результаты анализа используются при разработке мероприятий по сокращению безвозвратных технологических потерь нефти и нефтяного газа и определении допустимых величин указанных потерь в целом по нефтегазодобывающему предприятию.

I.5. Нефтепромысловый объект – совокупность различных или одинаковых по функциональному назначению аппаратов, емкостей и оборудования, предназначенных для ведения технологического процесса и территориально расположенных на одной площадке нефтяного промысла. Перечень нефтепромысловых объектов – источников технологических потерь нефти и нефтяного газа приведен в приложении I.

I.6. Источниками технологических потерь на нефтепромысловом объекте являются аппараты, емкости, устройства или их части, из которых происходят безвозвратные технологические потери нефти и нефтяного газа. Виды технологических потерь нефти и нефтяного газа по источникам приведены в приложении 2.

I.7. Фактические технологические потери – это потери нефти и нефтяного газа, имеющие место на нефтепромысловом объекте при режимах работы оборудования во время аттестации.

I.8. Допустимые технологические потери – это потери нефти и нефтяного газа при проектных параметрах работы оборудования нефтепромыслового объекта. Величины допустимых технологических потерь нефти и нефтяного газа по нефтепромысловым объектам используются для установления уровня нормативных потерь по НГДУ.

I.9. Предельные технологические потери – это потери нефти и нефтяного газа, которые достигаются при дополнительном оснащении эксплуатируемого оборудования средствами сокращения потерь. Величины предельных технологических потерь нефти при применении некоторых средств приведены в таблице приложения 3.

I.I0 Разность между допустимыми и предельными потерями характеризует возможный уровень снижения потерь на нефтепромысловом объекте при реализации нефтесберегающих мероприятий.

2. ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ПАСПОРТИЗАЦИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ - ИСТОЧНИКОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ НЕФТИ И НЕФТЯНОГО ГАЗА

2.1. Аттестация и последующая паспортизация нефтепромысловых объектов является неотъемлемой частью общей системы управления техническим и экономическим развитием нефтегазодобывающего предприятия.

2.2. Ответственными за организацию работ по аттестации и паспортизации нефтепромысловых объектов - источников технологических потерь нефти и нефтяного газа являются главные инженеры НГДУ и производственных предприятий по сбору, использованию и внутрипромысловому транспортированию газа.

2.3. Аттестация нефтепромысловых объектов проводится комиссией, назначаемой приказом по НГДУ или производственному предприятию по сбору, использованию и внутрипромысловому транспортированию газа, с обязательным участием в ее составе специалистов специализированного или территориального институтов.

2.4. Началу аттестации предшествуют подготовительные мероприятия, включающие:

проведение разъяснительной работы среди членов аттестационной комиссии;

обеспечение членов комиссии необходимыми нормативно-методическими материалами и формами документации;

разработку системы материального и морального стимулирования работ по аттестации и паспортизации нефтепромысловых объектов.

2.5. Аттестация нефтепромысловых объектов - источников технологических потерь нефти и нефтяного газа включает:

проверку соответствия существующих состава оборудования, технологической схемы и показателей технологического процесса проектной документации;

проверку технического состояния оборудования и аппаратов;

оценку прогрессивности используемых техники и технологии;

уточнение источников технологических потерь нефти и нефтяного газа;

определение (измерение) фактических технологических потерь нефти и нефтяного газа;

определение (измерение) или установление расчетным путем допустимых технологических потерь нефти и нефтяного газа;

разработку предложений по совершенствованию техники и технологических процессов, направленных на снижение технологических потерь;

внесение данных аттестации нефтепромыслового объекта в паспорт (Приложение 4).

2.6. Каждому паспорту и соответственно нефтепромысловому объекту присваивается номер, который сохраняется за объектом и соответствующим ему паспортом на всем протяжении эксплуатации объекта.

2.7. По результатам аттестации составляется акт (Приложение 5).

2.8. Ответственными за ведение паспортов нефтепромысловых объектов и за своевременное внесение в них изменений, связанных с реконструкцией, изменением технологии или внедрением мероприятий являются:

главный технолог, а в случае его отсутствия в штате НГДУ - начальник производственного отдела по добыче нефти;

главный инженер производственного предприятия по сбору, использованию и внутрипромысловому транспортированию газа.

2.9. Переаттестация нефтепромысловых объектов проводится один раз в пять лет в предпоследний год текущей пятилетки.

3. ПРОВЕДЕНИЕ ИССЛЕДОВАНИЙ И ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБЪЕКТА

3.1. Исследования по определению технологических потерь нефти и нефтяного газа по источникам на нефтепромысловом объекте проводятся при аттестации объекта, а также после его реконструкции, изменений технологического режима эксплуатации оборудования или внедрения технико-технологических мероприятий, согласованных с проектной организацией.

3.2. При определении источников, структуры и величины технологических потерь нефти следует руководствоваться РД 39-3-540-81 "Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях Министерства нефтяной промышленности".

3.3. При определении источников, структуры и величины технологических потерь нефтяного газа следует руководствоваться РД 39-I-I2I3-84 "Методические указания по определению технологических потерь нефтяного газа при сборе, подготовке и внутрипромысловом транспортировании". Наряду с этим инструментальное измерение расхода газа можно выполнять по РД 50-213-80 "Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами".

3.4. Оценку уровня технического состояния нефтепромыслового объекта - источника потерь в целом и каждой единицы оборудования проводят сравнением величин допустимых технологических потерь с фактическими. Величина допустимых потерь является технической характеристикой нефтепромыслового объекта.

3.5. Техническое состояние объекта с точки зрения потерь, оценивается по коэффициенту К:

$$K = \frac{П_ф - П_д}{П_д} \cdot 100\ \%, \qquad (1)$$

где К - оценочный коэффициент, %;

$П_ф$ - фактические технологические потери нефти или нефтяного газа, соответственно т/сут., $м^3$/сут.;

$П_д$ - допустимые технологические потери нефти или нефтяного газа, соответственно т/сут., $м^3$/сут.

3.6. Фактические технологические потери нефти или нефтяного газа на объекте при однопоточной схеме прохождения нефти через него равны сумме потерь из последовательно расположенных источников:

$$П_ф = \Sigma\ П_{фi}\ . \qquad (2)$$

При большем количестве технологических потоков

$$П_ф = \Sigma П_{фi} \cdot m_i , \qquad (3)$$

где $П_{фi}$ – фактические технологические потери нефти или нефтяного газа по источникам на нефтепромысловом объекте, соответственно т/сут., м³/сут;

m_i – массовая доля нефти по потокам от общего ее количества по нефтепромысловому объекту.

3.7. При нормальной работе объекта должно выполняться условие

$$К \leq б_п , \qquad (4)$$

где $б_п$ – среднеквадратическая относительная погрешность измерения фактических потерь или показателей технологического режима на нефтепромысловом объекте, %.

Разница между величинами фактических и допустимых технологических потерь не должна быть больше погрешности измерений.

3.8. При $К > б_п$ необходимо проанализировать и оценить технологические потери по каждому источнику потерь на нефтепромысловом объекте:

$$К_i = \frac{П_{фi} - П_{дi}}{П_{дi}} \cdot 100 , \qquad (5)$$

где $К_i$ – оценочный коэффициент i-го источника потерь на нефтепромысловом объекте;

$П_{фi}$ – фактические технологические потери по i-му источнику, т/сут., м³/сут.;

$П_{дi}$ – допустимые технологические потери по i-му источнику нефтепромыслового объекта, т/сут., м³/сут.

3.9. Для каждого источника потерь должно также выполняться условие

$$К_i \leq б_{пi} , \qquad (6)$$

где $б_{пi}$ – среднеквадратическая относительная погрешность измерения фактических потерь или показателей технологического режима по источнику, %.

3.10. В случае превышения фактических потерь над допустимыми предприятие должно разработать по каждому нефтепромысловому объекту технико-технологические и организационные мероприятия по сок-

ращению фактических потерь до уровня допустимых.

Наиболее значимые источники потерь выявляются в результате их оценки по формуле

$$K_{бi} = \frac{П_{фi}}{\Sigma П_{фi}} \cdot 100\ \%\ , \qquad (7)$$

где $K_{бi}$ – оценочный коэффициент источника потерь по отношению к общим потерям на объекте;

$\Sigma П_{фi}$ – сумма фактических потерь на объекте, т/сут., $м^3$/сут.

Приложение I

Перечень

нефтепромысловых объектов – источников
технологических потерь нефти и нефтяного газа

I. Установки замера продукции скважин
2. Сепарационные установки
3. Дожимные насосные станции
4. Нефтесборные пункты (центральные, комплексные)
5. Установки подготовки газа
6. Компрессорные станции
7. Установки подготовки нефти
8. Установки предварительного сброса и подготовки воды
9. Установки стабилизации нефти
I0. Резервуарные парки

Приложение 2

Виды технологических потерь нефти и нефтяного газа по источникам нефтепромысловых объектов

I. Установки замера продукции скважин

Виды потерь:

выбросы газа в атмосферу или на свечу факела аварийного сброса из аппарата при остановке его для освидетельствования;

расход газа на периодическую проверку предохранительных устройств с последующим выбросом его в атмосферу или на свечу аварийного сброса;

выбросы газа в атмосферу при монтаже и демонтаже контрольно-измерительных приборов;

расход газа на продувку пробоотборной линии и пробоотборника.

2. Сепарационные установки

Виды потерь:

потери, оговоренные п.I;

проскок газа при продувке конденсатосборников;

расход газа на поддержание горения дежурных горелок факела;

унос капельной нефти потоком газа.

3. Дожимные насосные станции

Виды потерь:

потери, оговоренные пп.I,2;

выделение растворенного в воде газа;

унос нефти пластовыми дренажными водами;

испарение ловушечной нефти;

утечки через уплотнения.

4. Нефтесборные пункты

Виды потерь:

потери, оговоренные пп. I,2,3;

испарение нефти из резервуаров.

5. Установки подготовки газа

Виды потерь:

потери, оговоренные п.I;

унос растворенного газа рабочими жидкостями.

6. Компрессорные станции

Виды потерь:

потери, оговоренные пп.I,5;

7. Установки подготовки нефти
   Виды потерь:
   потери, оговоренные пп. I,2,3,4.
8. Установки предварительного сброса и подготовки воды
   Виды потерь:
   потери, оговоренные пп. I,2,3.
9. Установки стабилизации нефти
   Виды потерь:
   потери, оговоренные п. I.
I0. Резервуарные парки
   Виды потерь:
   выделение свободного и растворенного газов;
   испарение нефти;
   унос нефти пластовой дренажной водой.

Приложение 3

Таблица

Удельные величины предельных технологических потерь нефти и нефтяного газа по их видам и используемым средствам сокращения потерь

Виды потерь	Средства сокращения потерь	Предельное содержание, кг/м³	Предельная удельная величина потерь, кг/т	Примечание
Унос капельной нефти потоком газа на ступенях сепарации	каплеуловители типа СКУ СЦВ	$0{,}8\cdot10^{-3}$ $5\cdot10^{-6}$	$0{,}8\cdot10^{-3}\cdot\Gamma_p$ $5\cdot10^{-6}\cdot\Gamma_p$	Γ_p-рабочий газовый фактор
Унос нефти пластовыми дренажными водами		$5 - 135\cdot10^{-6}$ по условиям проницаемости коллектора	$5 - 135\cdot10^{-6}\cdot\frac{W_1 - W_2}{(1-W_1)(1-W_2)}\rho_в$	$\rho_в$ - плотность воды; W_1 и W_2 - обводненность нефти на входе и выходе нефтепромыслового объекта, доли единицы. РД 39-I-II55-84"Основные положения по качеству поверхностных пресных и промысловых сточных вод, применяемых для закачки в пласт на месторождениях Западной Сибири." М.,1984
Испарение нефти из резервуаров различного технологического назначения	установка улавливания легких фракций нефти		$П_ф\cdot[1-(0{,}7\div0{,}95)]$	$П_ф$ - фактические потери нефти до оснащения средствами сокращения потерь
	понтоны		$П_ф\cdot[1-(0{,}7\div0{,}85)]$	Применяются на подготовленных нефтях с давлением насыщенных паров не более 66,7кПа (500 мм рт.ст.) при температуре нефти в резервуаре.

Приложение 4

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер НГДУ

_____

"___"_____ I9 г.

П А С П О Р Т *

НГДУ _____

Нефтепромысловый объект _____

_____

Начало _____

(дата аттестации)

Окончание _____

I. Общие сведения

I. Назначение объекта _____

_____

_____

2. Разработчик проекта, дата утверждения проекта, № проекта ___

_____

_____

_____

3. Дата пуска объекта в эксплуатацию_____

_____

4. Основные технологические процессы _____

_____

_____

_____

_____

Примечания: _____

_____

_____

_____

_____

_____

П. Источники и величины технологических потерь нефти

Состав нефтепромыслового оборудования, эксплуатация которого сопровождается безвозвратными технологическими потерями нефти	Виды технологических потерь нефти	Технологические потери нефти, т/сут.						
		В период аттестации			После внедрения технико-технологических и организационных мероприятий ж			
		Фактические $П_{фi}$	Допустимые $П_{дi}$	Предельные $П_{пi}$	Дата внедрения / $П_{фi}$	Дата внедрения / $П_{фi}$	Дата внедрения / $П_{фi}$	Дата внедрения / $П_{фi}$
I	2	3	4	5	6	7	8	9

ж) Дата и краткие сведения об изменениях на объекте фиксируются в разделе IУ

III. Источники и величины технологических потерь нефтяного газа

Состав нефтепромыслового оборудования, эксплуатация которого сопровождается безвозвратными технологическими потерями нефтяного газа	Виды технологических потерь нефтяного газа	Технологические потери нефтяного газа, $м^3$/сут.						
		На период аттестации			После внедрения технико-технологических и организационных мероприятий *			
		Фактические $П_{ф_i}$	Допустимые $П_{д_i}$	Предельные $П_{п_i}$	Дата внедрения / $П_{ф_i}$	Дата внедрения / $П_{ф_i}$	Дата внедрения / $П_{ф_i}$	Дата внедрения / $П_{ф_i}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9

*) Дата и краткие сведения об изменениях на объекте фиксируются в разделе IУ

IУ. Содержание технико-технологических и организационных мероприятий

Дата внедрения	Краткая характеристика мероприятия

Приложение 5

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер

_____

"___" _____ 19 г.

А К Т

аттестации нефтепромыслового объекта с точки зрения безвозвратных технологических потерь нефти и нефтяного газа

_____

(нефтепромысловый объект)

_____

НГДУ

По состоянию на 19 г.

Нефтепромысловое оборудование, эксплуатация которого сопровождается безвозвратными технологическими потерями	Технологические параметры						Технологические потери: нефти, т/сут; газа, м³/сут				Техническое состояние объекта с точки зрения потерь		
	Давление, МПа		Температура, К		Производительность: по нефти, т/сут; по газу, м³/сут.		Виды потерь	Фактические $П_{фi}$	Допустимые $П_{дi}$	Предельные $П_{пi}$	Оценочные коэффициенты		
	факт	проект	факт	проект	факт	проект					K_i	K_i	В целом по объекту, K
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4

нефти

I	1	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4

нефтяного
газа

Выводы и предложения аттестационной комиссии

I. _____

_____

_____

2. _____

_____

_____

3. _____

Члены комиссии: _____ _____ _____

Ф.И.О. должность подпись

Приложение 6

Перечень
основных нормативных документов, используемых при паспортизации нефтепромысловых объектов-источников технологических потерь нефти и нефтяного газа

I. РД 39-3-540-8I. Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях Министерства нефтяной промышленности. ВНИИСПТнефть, Уфа, I98I.

2. РД 39-I-I2I3-84. Методические указания по определению технологических потерь нефтяного газа на предприятиях Министерства нефтяной промышленности. ВНИИСПТнефть, Уфа, I984.

3. Инструкция по проведению инвентаризации источников выбросов вредных веществ в атмосферу. М., I979.

4. Методические указания по определению источников, оценки величин и состава загрязнения окружающей среды на предприятиях Миннефтепрома. ВНИИСПТнефть, Уфа, I976.

5. Санитарные правила организации технологических процессов и гигиенические требования к производственному оборудованию. № I042-73, утв. глав.сан.врачом СССР 04.05.I973.

6. Правила безопасности в нефтедобывающей промышленности. М., Недра, I975.

7. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

8. Основные положения по нормированию расхода топлива, электрической и тепловой энергии в производстве. Экономика, М., I966.

9. ГОСТ I2.I.005-76 ССБТ. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования.

I0. РД 50-2I3-80. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами. М., Из-во Стандартов, I982.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
I. Общие положения	3
2. Организация работ по проведению паспортизации нефтепромысловых объектов- источников технологических потерь нефти и нефтяного газа	5
3. Проведение исследований и оценка технического состояния нефтепромыслового объекта	7
Приложение I. Перечень нефтепромысловых объектов-источников технологических потерь нефти и нефтяного газа	I0
Приложение 2. Виды технологических потерь нефти и нефтяного газа по источникам нефтепромысловых объектов	II
Приложение 3. Удельные величины предельных технологических потерь нефти и нефтяного газа по их видам и используемым средствам сокращения потерь	I3
Приложение 4. Паспорт	I4
Приложение 5. Акт аттестации нефтепромыслового объекта с точки зрения безвозвратных технологических потерь нефти и нефтяного газа	I9
Приложение 6. Перечень основных нормативных документов, используемых при паспортизации нефтепромысловых объектов - источников технологических потерь нефти и нефтяного газа	2I

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

ПО ПАСПОРТИЗАЦИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ-ИСТОЧНИКОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ НЕФТИ И НЕФТЯНОГО ГАЗА

РД 39-0147103-313-86

450055, Уфа, просп. Октября 144/3

Подписано в печать 31.01.86 г. ПО1182
Формат 60х90 1/16. Уч.-изд.л. 1,1. Тираж 280 экз.
Заказ 18

Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru