



КонсультантПлюс
надежная правовая поддержка

"Методические рекомендации по определению
технологических потерь нефти из
технологических резервуаров при добыче
нефти"
(утв. Минэнерго России 31.03.2015)

Документ предоставлен **КонсультантПлюс**

www.consultant.ru

Дата сохранения: 07.08.2015

Утверждаю
Заместитель
Министра энергетики
Российской Федерации
К.В.МОЛОДЦОВ
31 марта 2015 года

**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ НЕФТИ
ИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ**

1. Общие положения

КонсультантПлюс: примечание.

Нумерация пунктов дана в соответствии с официальным текстом документа.

2.1. Методические рекомендации по определению технологических потерь нефти из технологических резервуаров при добыче нефти (далее - Методические рекомендации) разработаны в целях определения способов и методов оценки технологических потерь нефти из технологических резервуаров различных конструкций, применяемых в процессе добычи нефти, с учетом технологических режимов их эксплуатации.

2.2. Методические рекомендации используются при определении максимально возможных технологических потерь нефти из резервуаров, участвующих в технологическом процессе подготовки нефти, и не учитывают потери нефти от естественной убыли в резервуарах, в которых размещается и хранится подготовленная нефть, полученная по окончании технологического процесса сбора и подготовки нефти и соответствующая стандарту (в товарных резервуарах).

2.3. Количество технологических потерь нефти из резервуаров рекомендуется определять в единицах массы.

Количество технологических потерь нефти из резервуаров определяется расчетным методом на основании экспериментальных данных по каждому месту образования потерь нефти с применением средств измерения и (или) технических систем и устройств с измерительными функциями и результатов лабораторных испытаний.

2.4. Для целей настоящих Методических рекомендаций под технологическими потерями нефти из технологических резервуаров при добыче понимаются безвозвратные потери (уменьшение массы) нефти в составе нефтегазоводяной смеси, обусловленные технологическими особенностями процесса подготовки нефти в этих резервуарах, а также характеристиками нефтегазоводяной смеси (далее - Технологические потери).

2.5. Для целей настоящих Методических рекомендаций к Технологическим потерям не относятся:

- потери нефти в составе нефтегазоводяной смеси, вызванные нарушением требований нормативных правовых и (или) нормативно-технических документов, а также технологических регламентов объектов подготовки нефти, регламентирующих эксплуатацию резервуаров и работу объектов подготовки;
- количество нефти в составе нефтегазоводяной смеси, использованное на собственные и (или) коммунальные нужды;
- потери нефти в составе нефтегазоводяной смеси, возникшие вследствие аварий, хищений из резервуаров.

2.6. Подготовку материалов по обоснованию Технологических потерь для утверждения нормативов технологических потерь в плановом периоде субъектам хозяйственной деятельности рекомендуется осуществлять на основе нормативных технических документов и утвержденных проектных документов:

- нормативная техническая документация, регламентирующая эксплуатацию технологических резервуаров;
- технологические схемы объектов, на которых применены технологические резервуары;
- технологические регламенты подготовки нефти с применением технологических резервуаров;
- паспорта на резервуары, технические условия их эксплуатации и т.п.;
- документы о проведенных экспериментальных обследованиях (исследованиях) характеристик нефтегазоводяной смеси.

2.7. Средства измерения и (или) технические системы и устройства с измерительными функциями, применяемые в экспериментальных исследованиях характеристик нефтегазоводяной смеси, должны соответствовать законодательству в сфере обеспечения единства измерения.

2. Термины и определения

В настоящем документе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Добытая нефть - готовая продукция, являющаяся конечным результатом процесса добычи нефти, первая по своему качеству соответствующая государственному стандарту Российской Федерации.

Добыча нефти - комплекс технологических и производственных процессов по извлечению нефти из недр на земную поверхность, сбору и подготовке в соответствии с принятой схемой и технологией разработки месторождения, проектом обустройства месторождения или планом пробной эксплуатации скважин.

Конечная точка добычи нефти - оборудование (аппарат, сооружение), расположенное на завершающей стадии технологического процесса подготовки нефти, на котором производится нефть, первая по своему качеству соответствующая государственному стандарту.

Источники потерь нефти - технологические объекты, оборудование и (или) сооружения, обеспечивающее сбор и подготовку нефти, на которых вследствие технологического процесса добычи нефти, установленного проектной документацией, допускаются потери нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Подготовка нефти - совокупность технологических процессов по обезвоживанию, обессоливанию и стабилизации нефтегазоводяной смеси, направленных на получение нефти, соответствующей требованиям национального стандарта.

Резервуарный парк - технологический комплекс взаимосвязанных резервуаров для выполнения операций по подготовке нефти.

Резервуар технологический - стационарная емкость, оснащенная технологическим оборудованием, предназначенная для осуществления технологического процесса подготовки нефти в соответствии с технологическим регламентом.

Режим эксплуатации технологического резервуара "мерник" - использование технологического резервуара, определенное технологическим регламентом, когда осуществляется его заполнение в полном объеме от минимального уровня взлива нефти (от приемо-раздаточных патрубков), установленного паспортом на резервуар, с последующим опорожнением в полном объеме до минимального уровня взлива нефти.

Режим эксплуатации технологического резервуара "буферная емкость" - использование технологического резервуара, определенное технологическим регламентом, когда уровень нефти в резервуаре характеризуется постоянным взливом нефти либо колеблется в пределах, установленных паспортом на резервуар, при которых частичный объем закачки нефти и ее откачки совпадают.

3. Источники (места образования) технологических потерь нефти

3.1. Источниками технологических потерь нефти в резервуарах являются дыхательные клапаны.

3.2. Источники образования технологических потерь нефти в резервуарах формируются в соответствии с таблицей 1.

Таблица N 1

Реестр источников технологических потерь (резервуаров)

Наименование дочернего общества _____
Наименование объекта подготовки нефти _____

N	Наимен	Тип	Объем,	Кол-	Дыхательные	Наличие	Документы,	Виды
---	--------	-----	--------	------	-------------	---------	------------	------

п/п	наименование объекта		м ³	во	клапаны		средств сокращения потерь	необходимые для обоснования потерь	потери
					Тип	Кол-во			
								1. Технологическая схема. 2. Технологический регламент	
	Резервуары	PBC	3000					1. Паспорта на резервуары (по одному на каждый типоразмер). 2. Справка о фактическом времени работы резервуаров за год. 3. Паспорта на дыхательные клапаны (по одному на каждый типоразмер). 4. Паспорта на ССВ (при их наличии)	Потери от испарения при заполнении и опорожнении
			5000						
			10000						
			20000						
			30000						
			50000						
		ЖБР	2000						
			10000						
			20000						
			30000						

4. Обоснование неизбежности технологических потерь нефти из технологических резервуаров

Обоснованием неизбежности и безвозвратности технологических потерь нефти является документальное подтверждение потерь нефти из резервуаров.

Инвентаризация источников потерь осуществляется в соответствии с проектной документацией, фактическим количеством резервуаров, участвующих в подготовке нефти (без учета законсервированных, находящихся в резерве, ремонте и т.п.).

Документами, обосновывающими неизбежность и безвозвратность технологических потерь нефти, являются:

- нормативные технические документы;
- технологические схемы обвязки резервуарного парка;
- утвержденные технологические регламенты по эксплуатации резервуарных парков, имеющие источники технологических потерь;
- паспорта на резервуары, имеющие источники технологических потерь нефти;
- документы проведенных экспериментальных обследований;
- результаты исследований нефтегазоводяной смеси, используемые для дальнейших расчетов;
- материальный баланс в соответствии с проектной документацией;
- прочая информация по данным предприятия (количество нефти и количество жидкости, поступающие в резервуары и т.д.).

5. Определение количества технологических потерь нефти от испарения в технологических резервуарах

5.1. Количество потерь из технологического резервуара (группы одноцелевых резервуаров) в среднем за год рассчитывается по формуле ($\sum \Pi$, т/год):

$$\sum \Pi = (P_{38} * m * (K_t^{\max} * K_p + K_t^{\min}) * K_{\text{тр}}^{\text{сп}} * K_{\text{об}} * K_{\text{свв}} * Q_n * 0,294 / (10^7 * \rho_n), \quad (5.1)$$

где:

Q_n - количество нефти, тонн;

ρ_n - плотность нефти, т/м³;

P_{38} - давление насыщенных паров жидких углеводородов при температуре 38 °С (мм рт. ст.);

K_t^{\min} , K_t^{\max} - опытные коэффициенты, принимаются по [Приложению N 3](#);

$K_{\text{тр}}^{\text{сп}}$ - опытный коэффициент, принимается по [Приложению N 4](#);

$K_{\text{об}}$ - коэффициент оборачиваемости, принимается по [Приложению N 1](#);

K_p - опытный коэффициент, принимается по [Приложению N 5](#);

$K_{\text{свв}}$ - опытный коэффициент эффективности работы средств сокращения выбросов (ССВ), используется в расчетах только при наличии на резервуаре газоуравнительных систем (ГУС) или систем улавливания легких фракций (УЛФ). Если эффективность работы средств сокращения выбросов ($K_{\text{свв}}$) не отражена в паспорте либо проектной документации на их устройство, то для ГУС принимается эффективность работы 85% ($K_{\text{свв}} = 0,15$), для УЛФ - 99% ($K_{\text{свв}} = 0,01$);

m - молекулярная масса паров нефти, принимается по [Приложению N 2](#), в зависимости от температуры начала кипения углеводородов ($t_{\text{нк}}$).

5.2. Определение опытных значений коэффициентов $K_{\text{об}}$

Значение коэффициента $K_{\text{об}}$ принимается в зависимости от годовой оборачиваемости резервуаров.

При расчете оборачиваемости следует учесть, что $Q_{\text{ж}}$ - кол-во нефтегазоводяной смеси, закачиваемое в технологические резервуары в течение года, т/год:

$$n = Q_{\text{ж}} / (\rho_{\text{ж}} * N_p * V_p * K_3)$$

$$n = (V_n + V_b) / (N_p * V_p * K_3)$$

$$V_n = Q_n / \rho_n$$

$$V_b = W * Q_n / (1 - W) \rho_n,$$

где

n - годовая оборачиваемость резервуара (группы одноцелевых резервуаров);

N_p - количество одноцелевых технологических резервуаров (определяется согласно технологическому регламенту объекта подготовки нефти);

K_3 - коэффициент заполнения резервуара ([Приложение N 6](#));

V_p - объем технологического РВС (определяется согласно технологическому регламенту объекта подготовки нефти);

W - обводненность нефти, %.

Значения опытного коэффициента $K_{\text{об}}$ принимаются по [Приложению N 1](#).

5.3. Исходные данные для расчета технологических потерь нефти из резервуаров:

5.4. По данным предприятия принимаются:

- количество нефти и количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года (Q_n и $Q_{\text{ж}}$, т/год) или иного периода года;

- температура начала кипения ($t_{\text{нк}}$, °С) нефтей;

- плотность (ρ_n , т/м³) нефти;
- давления насыщенных паров нефти (P_{38} , мм рт. ст.) определяются при температуре 38 °С и соотношении газ - жидкость 4:1;
- температуру жидкости измеряют при максимальных ($t_{ж\max}$, °С) и минимальных ($t_{ж\min}$, °С) ее значениях в период закачки в резервуар.

6. Рекомендации по организации исследований для определения технологических потерь нефти от испарения из технологических резервуаров

6.1. Систематически проводить инвентаризацию источников потерь в целях актуализации источников потерь нефти в резервуарных парках.

6.2. Определять по технологическим схемам в соответствии с проектной документацией количество объектов и источников потерь. Выяснять причины потерь: связанные с технологическим процессом подготовки нефти или нет.

6.3. Определять типы и количество резервуаров, количество и места расположения дыхательных клапанов (вентиляционных патрубков), являющихся источниками потерь.

В итоге проведенных инвентаризации и анализа рекомендуется составлять реестр выявленных источников потерь нефти.

Реестр источников технологических потерь составляется в виде таблицы (таблица 1).

6.4. Исходные данные для расчета величины технологических потерь нефти при добыче из выявленных источников потерь частично определяются данными эксплуатационных служб, недостающие данные рекомендуется определять экспериментально.

6.5. Проводить обследование резервуаров с целью определения максимально возможных технологических потерь нефти от испарения могут как нефтедобывающие предприятия самостоятельно, так и специализированные предприятия на усмотрение недропользователя.

Приложение N 1
К Методическим рекомендациям
по определению технологических
потерь нефти при добыче
из технологических резервуаров
при добыче нефти

ЗНАЧЕНИЕ ОПЫТНОГО КОЭФФИЦИЕНТА $K_{об}$

n	900	800	700	600	500	400	300	200	100	80	60	40	30	20
$K_{об}$	0,6	0,62	0,65	0,7	0,75	0,8	0,9	1,1	1,35	1,5	1,75	2,0	2,25	2,5

Приложение N 2
К Методическим рекомендациям
по определению технологических
потерь нефти при добыче
из технологических резервуаров
при добыче нефти

ЗНАЧЕНИЕ МОЛЕКУЛЯРНОЙ МАССЫ ПАРОВ НЕФТЕЙ В ЗАВИСИМОСТИ
ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ НАЧАЛА КИПЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ ($t_{\text{нк}}$)

$t_{\text{нк}}$	m	$t_{\text{нк}}$	m	$t_{\text{нк}}$	m	$t_{\text{нк}}$	m	$t_{\text{нк}}$	m	$t_{\text{нк}}$	m
10	51,0	20	57,0	30	63,0	40	69,0	50	75,0	60	81
11	51,6	21	57,6	31	63,6	41	69,6	51	75,6	65	84
12	52,2	22	58,2	32	64,2	42	70,2	52	76,2	70	87
13	52,8	23	58,8	33	64,8	43	70,8	53	76,8	75	90
14	53,4	24	59,4	34	65,4	44	71,4	54	77,4	80	93
15	54,0	25	60,0	35	66,0	45	72,0	55	78,0	85	96
16	54,6	26	60,6	36	66,6	46	72,6	56	78,6	90	99
17	55,2	27	61,2	37	67,2	47	73,2	57	79,2	95	102
18	55,8	28	61,8	38	67,8	48	73,8	58	79,8	100	105
19	56,4	29	62,4	39	68,4	49	74,4	59	80,4	110	111

Приложение N 3
К Методическим рекомендациям
по определению технологических
потерь нефти при добыче
из технологических резервуаров
при добыче нефти

ЗНАЧЕНИЯ ОПЫТНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ K_t^{min} , K_t^{max} ,
ГДЕ $t_{\text{ж}}$ - ТЕМПЕРАТУРА ЖИДКОСТИ, °С (ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ РВС
ПРИНИМАЕТСЯ СОГЛАСНО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ РЕГЛАМЕНТУ)

$t_{\text{ж}}, ^\circ\text{C}$	K_t	$t_{\text{ж}}, ^\circ\text{C}$	K_t	$t_{\text{ж}}, ^\circ\text{C}$	K_t	$t_{\text{ж}}, ^\circ\text{C}$	K_t	$t_{\text{ж}}, ^\circ\text{C}$	K_t
-30	0,09	-14	0,173	+2	0,31	18	0,54	34	0,82
-29	0,093	-13	0,18	+3	0,33	19	0,56	35	0,83
-28	0,096	-12	0,185	+4	0,34	20	0,57	36	0,85
-27	0,10	-11	0,193	+5	0,35	21	0,58	37	0,87
-26	0,105	-10	0,2	+6	0,36	22	0,60	38	0,88
-25	0,11	-9	0,21	+7	0,375	23	0,62	39	0,90

-24	0,115	-8	0,215	+8	0,39	24	0,64	40	0,91
-23	0,12	-7	0,225	+9	0,40	25	0,66	41	0,93
-22	0,125	-6	0,235	10	0,42	26	0,68	42	0,94
-21	0,13	-5	0,24	11	0,43	27	0,69	43	0,96
-20	0,135	-4	0,25	12	0,445	28	0,71	44	0,98
-19	0,14	-3	0,26	13	0,46	29	0,73	45	1,00
-18	0,145	-2	0,27	14	0,47	30	0,74	46	1,02
-17	0,153	-1	0,28	15	0,49	31	0,76	47	1,04
-16	0,16	0	0,29	16	0,50	32	0,78	48	1,06
-15	0,165	+1	0,3	17	0,52	33	0,80	49	1,08
								50	1,10

Приложение N 4
К Методическим рекомендациям
по определению технологических
потерь нефти при добыче
из технологических резервуаров
при добыче нефти

ЗНАЧЕНИЕ ОПЫТНОГО КОЭФФИЦИЕНТА $K_{тр}^{ср}$

Конструкция резервуаров	K _{тр} ^{ср}	Объем резервуара, V _р , м ³			
		100 и менее	200 - 400	700 - 1000	2000 и более
Режим эксплуатации "мерник" <*>					
Наземный вертикальный	K _{тр} ^{ср}	0,63	0,61	0,58	0,56
Заглубленный	K _{тр} ^{ср}	0,56	0,54	0,51	0,50
Наземный горизонтальный	K _{тр} ^{ср}	0,70	0,68	0,65	0,63
	Режим эксплуатации "буферная емкость"				
Все типы	K _{тр} ^{ср}	0,10	0,10	0,10	0,10

конструкций					
-------------	--	--	--	--	--

<*> Для режима эксплуатации резервуара "мерник" необходимо представить паспорт на резервуар, в котором должны быть указаны максимальный и минимальный уровни разлива нефти.

Приложение N 5
К Методическим рекомендациям
по определению технологических
потерь нефти при добыче
из технологических резервуаров
при добыче нефти

ЗНАЧЕНИЕ ОПЫТНОГО КОЭФФИЦИЕНТА K_p , ГДЕ P_{38} - ДАВЛЕНИЕ
НАСЫЩЕННЫХ ПАРОВ ЖИДКОСТИ, ММ РТ. СТ.

P_{38} , мм рт. ст.	K_p
540 и менее	1,00
550	1,03
560	1,07
570	1,11
580	1,15
590	1,19
600	1,24
610	1,28
620	1,33
630	1,38
640	1,44
650	1,49
660	1,55
670	1,61
680	1,68
690	1,74
700	1,81

710	1,89
720	1,97
730	2,05
740	2,14
750	2,23
759	2,32

Приложение N 6
К Методическим рекомендациям
по определению технологических
потерь нефти при добыче
из технологических резервуаров
при добыче нефти

ЗНАЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА K_3

Емкость резервуара	Коэффициент заполнения резервуара в зависимости от типа		
	без понтона	с понтоном	с плавающей крышей
до 5000 куб. м	0,85	0,81	0,8
от 10000 до 30000 куб. м	0,88	0,84	0,83

Приложение N 7
К Методическим рекомендациям
по определению технологических
потерь нефти при добыче
из технологических резервуаров
при добыче нефти

ПРИМЕР
РАСЧЕТА ПРЕДЕЛЬНО ВОЗМОЖНОГО КОЛИЧЕСТВА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
ПОТЕРЬ НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРАХ

Исходные данные:

1. Количество нефти, проходящей через резервуарный парк (РП), Q_n - 7000000 т/год.
2. Количество жидкости, проходящей через резервуарный парк (РП), $Q_{ж}$ - 7500000 тыс. т/год.
3. Резервуары вертикальные стальные (РВС), оснащены ССВ (ГУС):
 - вместимость номинальная - 5000 м³;
 - количество резервуаров - 2 шт.;
 - режим эксплуатации "буферная емкость";
 - суммарная вместимость $V_1 = 10000$ м³.
4. Давление насыщенных паров (ДНП) нефти при температуре 38 °С $P_{38} = 428$ мм рт. ст.
5. Температура начала кипения $t_{нк} = 39$ °С.
6. Температурный режим работы резервуаров $t = ...5 \div 50^\circ$.

Таблица N 2

РАСЧЕТ
ПРЕДЕЛЬНО ВОЗМОЖНОГО КОЛИЧЕСТВА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ НЕФТИ
ОТ ИСПАРЕНИЯ ИЗ РЕЗЕРВУАРОВ

Место расположе ния РВС	Количество, проходящее через РВС, т/год	Плотность, т/м ³	Объем резерву ара, м ³ ,	Кол-во одноцел евых	Тем-ту ра жидкос	ДНП P_{38} , мм рт. ст.,	Темпера тура начала	Молек-на я масса паров	K_t^{\min}	K_t^{\max}	$K_{тр}^{\text{ср}}$	K_p	
-------------------------------	---	-----------------------------	---	---------------------------	------------------------	----------------------------------	---------------------------	------------------------------	--------------	--------------	----------------------	-------	--

	нефти Q_H	жидкост и $Q_{ж}$	нефти ρ_H	воды ρ_B	V	PBC, N	ти в PBC, °C	P_{38}	кипения нефти, °C	нефти, m_H г/моль					
ЦППН (PBC-1-2)	7000000	8735000	0,85	1,09	5000	2	5 - 50	428	39	68,4	0,35	1,1	0,1	1	
Источник данных	Планиру емые уровни добычи	Планиру емые уровни добычи	Протоко л исследо ваний	Данные промысл овых испытан ий	Регламе нтные данные	Тех. схема, Регламе нтные данные	Реглам ентные данные	Протоко л исследо ваний	Протоко л исследо ваний	Приложе ние 2 "Методик и..."	Приложе ние 3 "Методик и..."	Приложе ние 3 "Методи ки..."	Тех. схема, Регламент ные данные, Приложени е 4 "Методики. ..."	Приложен ие 5 "Методик и..."	$n =$