Утверждаю
Заместитель Министра энергетики
Российской Федерации

_____П.Ю. Сорокин

«10» апреля 2018 г.

**Методические рекомендации
по определению технологических потерь нефти при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождений (лицензионных участков, участков недр)**

Методические рекомендации по определению технологических потерь нефти при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождений (лицензионных участков, участков недр) (далее – Методические рекомендации) предназначены для определения способов и методов оценки потерь нефти при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождений (лицензионного участка, участка недр) при подготовке обоснований и расчетов технологических потерь нефти в целях утверждения Министерством энергетики Российской Федерации нормативов технологических потерь нефти при добыче.

1. Общие положения

1.1. Для целей настоящих Методических рекомендаций под технологическими потерями нефти при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождений (лицензионного участка, участка недр) (далее – Потери нефти, понимаются безвозвратные потери (уменьшение массы) нефти, связанные с реализуемыми техническими проектами обустройства месторождений (лицензионных

gost.e-ecolog.ru

участков, участков недр), обусловленные технологическими особенностями производственного цикла, а также состава извлекаемой нефтегазоводяной смеси и физико-химическими характеристиками добываемой нефти.

1.2. Потери нефти по видам подразделяются на потери от:

- испарения нефти;
- уноса капельной нефти потоком нефтяного (попутного) газа;
- уноса капельной нефти потоками сточных (дренажных) вод.

Количество нефти в составе нефтяного (попутного) газа для целей настоящих Методических рекомендаций может относиться к технологическим потерям добытой нефти от уноса потоком нефтяного (попутного) газа только в части, сопоставимой с количеством технологических потерь нефтяного (попутного) газа данного месторождения (лицензионного участка, участка недр) и которое не предусматривается для утилизации технологической схемой разработки месторождения (лицензионного участка, участка недр), согласованной и утвержденной в установленном порядке.

1.3. К Потерям нефти при добыче не относятся:

- потери, вызванные нарушением нормативных документов, регламентирующих эксплуатацию оборудования, технологических процессов, сооружений, а также не соблюдением положений документов по стандартизации, использованных в принятой технологической схеме;
- потери нефти, произошедшие при производстве ремонтных и (или) восстановительных работ, а также при производстве испытаний на нефтегазопромысловых объектах в процессе добычи;
- потери нефти при несовершении технологического процесса ее добычи, а также после завершения технологического процесса ее добычи, в том числе вследствие ее хранения и (или) транспортировки;
- количество нефти, используемое при проведении регламентных и ремонтных работ, а также при проведении испытаний после проведения ремонтных работ;

– количество нефти, использованное на собственные и (или) коммунальные нужды, в том числе в виде капельной нефти, содержащейся в воде, используемой в системе поддержания пластового давления (ППД).

1.4. Подготовка материалов по обоснованию Потерь нефти для утверждения нормативов технологических потерь субъектами хозяйственной деятельности осуществляют на основании утвержденного проекта разработки месторождения (лицензионного участка, участка недр) и проекта его промыслового обустройства с изменениями и дополнениями, внесенными в установленном порядке.

1.5. Проект норматива технологических потерь нефти при добыче по месторождению (лицензионному участку, участку недр) (N,%) рассчитывается по формуле:

$$N = \frac{(П_{газ} + П_{вод} + П_{исп})*100}{Д_{пр}} \quad (1.1)$$

где,

$П_{газ}$ - потери нефти от уноса потоком нефтяного (попутного) газа, т;

$П_{вод}$ - потери нефти от уноса капельной нефти сточными (дренажными) водами, т;

$П_{исп}$ - потери нефти от испарения в сырьевых и технологических резервуарах, т;

$Д_{пр}$ - количество добываемой нефти, предусмотренное проектной документацией, т.

1.6. К расчетам Потерь нефти оформляется структура технологических потерь нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной в предыдущем и плановом году по каждому объекту потерь месторождения (лицензионного участка, участка недр) и видам потерь (приложение 1).

2. Источники Потерь нефти

2.1. При добыче нефти на месторождениях источниками Потерь нефти могут являться объекты обустройства месторождений, на которых производится

сепарация (разделение) нефти, нефтяного газа и попутно добываемой пластовой воды, такие как:

- устройства (установки) предварительного сброса воды (УПСВ);
- нефтегазовые сепараторы (НГС) разгазирования в составе дожимных насосных станций (ДНС), территориально расположенные на месторождении или в составе комплексных сборных пунктов с частичным (или глубоким) обезвоживанием добываемой нефти, транспортируемой далее на пункты (установки) подготовки нефти (ППН, УПН).

Источником Потерь нефти в сырьевых и технологических резервуарах является дыхательная аппаратура.

3. Обоснование величины Потерь нефти

3.1. Обоснование величины Потерь нефти - документальные подтверждения потерь при осуществлении производственного цикла сбора и подготовки нефти (техническая документация по эксплуатации оборудования и сооружений, принятая схема и технология разработки месторождения, утвержденный технический проект обустройства месторождения и (или) план пробной эксплуатации скважин, если участок недр предоставлен для геологического изучения, разведки и добычи полезных ископаемых, осуществляемых по совмещенной лицензии, паспорта на технологическое оборудование и (или) сооружения, технические условия на их эксплуатацию).

3.2. Расчеты Потерь нефти подготавливаются по каждому конкретному месту образования потерь на объектах сбора и подготовки нефти в соответствии с принятой схемой и технологией разработки месторождения (лицензионного участка), технического проекта обустройства месторождения или плана пробной эксплуатации скважин (если участок недр предоставлен для геологического изучения, разведки и добычи полезных ископаемых, осуществляемых по совмещенной лицензии) с использованием результатов промысловых измерений и данных анализов (испытаний) отобранных проб нефти.

По вновь разрабатываемым месторождениям используются расчеты и проекты нормативов, определенные техническим проектом обустройства месторождения.

3.3. Количество Потерь нефти рассчитывается на основании утвержденной проектной документации, отражающей процессы сбора и подготовки углеводородного сырья с получением нефти обезвоженной, обессоленной, стабилизированной с учетом инфраструктуры каждого отдельного предприятия.

3.4. Количество Потерь нефти рассчитывается по каждому месту образования потерь в единицах массы в период, соответствующий среднегодовой температуре окружающей среды.

3.5. При обосновании и определении Потерь нефти используются постоянные величины и коэффициенты, устанавливаемые нормативными документами, национальными (государственными) стандартами.

4. Метод определения Потерь нефти от уноса нефти потоком нефтяного (попутного) газа

4.1. Массовая доля Потерь нефти от уноса ее потоком нефтяного (попутного) газа рассчитывается по формуле:

$$П_{газ} = q'_{ун} * G/10^4, \%\ масс. \qquad (4.1)$$

где,

$q'_{ун}$ - удельный унос нефти потоком нефтяного (попутного) газа на первой ступени сепарации, г/м^3;

G - газовый фактор на первой ступени сепарации, м^3/т.

4.3. Величина удельного уноса капельной нефти потоком нефтяного (попутного) газа за время конкретного замера рассчитывается по формуле:

$$q'_{ун} = \frac{(m^{тэс}_{СГ} - m^{до}_{СГ}) \cdot (1-\varphi^{в}) \rho' \cdot T'' \cdot p_c}{(\rho' \cdot (1-\varphi^{в}) + \varphi^{в} \cdot \rho^{в}_{пл}) \cdot Q''_{сч} \cdot p'' \cdot T_c}, \qquad (4.2)$$

где,

$m_{CT}^{до}$, $m_{CT}^{пос}$ - масса фильтровального стакана с материалом до и после сброса газа, г;

$\varphi^{в}$ - средневзвешенная объемная доля воды в жидкой составляющей скважиной продукции на месторождении (по данным нефтепромысловых служб);

$Q_{СЧ}^{"}$ - объем газа, зафиксированный счетчиком за время одного замера, м^3;

$p^{"}$, $T^{"}$ - абсолютные давление и температура нефтяного (попутного) газа в счетчике, кПа, К;

p_c, T_c - стандартное давление (101,325 кПа) и температура (293,15 К);

$\rho^{'}$ - плотность нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной нефти (по данным нефтепромысловых служб), кг/м^3;

$\rho_{ПЛ}^{в}$ - плотность попутно добываемой пластовой воды (подтверждается проектными документами на разработку месторождения), кг/м^3.

4.4. При расчете величины удельного уноса нефти потоком нефтяного (попутного) газа в показатель $\varphi^{в}$ необходимо вносить коррективы и при расчете использовать средневзвешенную объемную долю воды в жидкой составляющей скважиной продукции для конкретной ступени сепарации, объемы газа после которой сжигаются на факеле. В расчет технологических потерь включается только нефть, унесенная газом на факел, после факельного сепаратора.

4.5. Газовый фактор на ступенях сепарации принимается по данным нефтепромысловых служб.

4.6. Измерения удельного уноса капельной нефти производится в пределах утвержденного технологического регламента и определяется как средневзвешенная величина по результатам 5 измерений.

Результаты измерений фиксируются актами фактических измерений. При этом приводятся результаты измерений, методика со свидетельством об

аттестации, свидетельства о поверке СИ и другие данные, позволяющие подтвердить результаты измерений.

Результаты замеров фиксируются актами фактических замеров.

5. Методы определения Потерь нефти в результате уноса капельной нефти сточными (дренажными) водами

5.1. Потери нефти от уноса сточными (дренажными) водами в процессе промыслового сбора и подготовки нефти до получения нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной рассчитываются по формуле:

$$П_{УВ} = \frac{C'_В}{10^4} \cdot \left(\frac{\varphi^В}{100 - \varphi^В} \cdot \frac{1}{\rho'} + \frac{Q^В}{q'} \right), \qquad (5.1)$$

где,

$П_{УВ}$ - потери нефти от уноса сточными (дренажными) водами, %масс.;

$C'_В$ - концентрация капельной нефти в сточной (дренажной) воде, мг/л;

$\varphi^В$ - средневзвешенная обводненность добываемой нефти, %об.;

ρ' - плотность нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной нефти, т/м3;

$Q^В$ - среднесуточный расход воды для обессоливания, м^3/сут.;

q' - среднесуточная добыча нефти на месторождении, т/сут.

5.2. Определение потерь нефти от уноса сточными (дренажными) водами осуществляется по отдельным установкам подготовки и сброса сточных (дренажными) вод с суммированием результатов по формуле:

$$П_{УВ} = \frac{1}{10^4 q' \cdot \rho'} \sum_{j=1}^{k} \left(\frac{1}{1 - \varphi^В_{jдо}} - \frac{1}{1 - \varphi^В_{jпос}} \right) \cdot q'_j \cdot C'_{jВ}, \qquad (5.2)$$

где,

$П_{УВ}$ - потери нефти от уноса сточными (дренажными) водами, %масс.;

k - число промысловых объектов сброса сточных (дренажных) вод в системе обустройства месторождения;

$\varphi^{B}_{j\partial o}$, $\varphi^{B}_{j m o c}$ - обводненность продукции соответственно на входе и выходе j-ой установки, объемные доли;

$q^{'}_{j}$- среднесуточная масса добытой нефти из скважин, попутная вода которых попадает на j-ю установку сброса сточных (дренажных) вод, т/сут.;

$C^{'}_{jB}$- средняя концентрация остаточной нефти в дренажной воде j-й установки, мг/л;

$\rho^{'}$- плотность нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной нефти, т/м^3;

$q^{'}$ - среднесуточная масса добытой нефти на месторождении, т/сут.

5.3. В пунктах, где осуществляется обессоливание нефти, унос нефти промывной водой применяются поправки в параметр «обводненность продукции до j-й установки». Откорректированное значение обводненности $\varphi^{B}_{j\partial o+}$ рассчитывается по формуле:

$$\varphi^{B}_{j\partial o+} = \frac{Q^{'} \cdot \varphi^{B}_{j\partial o}}{Q^{'} + Q^{B}_{+} \varphi^{B}_{j\partial o}}, \qquad (5.3)$$

где,

$Q^{'}$ - суточный объем нефти, подвергающейся обессоливанию, м^3/сут.;

Q^{B}_{+} - среднесуточный расход пресной воды, м^3/сут.

5.4. Параметры, входящие в формулы (5.1), (5.2) и (5.3), принимаются из отчетов нефтепромысловых служб.

5.5. Для расчета средневзвешенной обводненности нефти используются данные замеров дебитов скважин по жидкости и анализов на обводненность или данные о планируемой добыче согласно утвержденной проектной документации или плановые показатели в рамках предельных отклонений от проектной документации.

5.6. Расчет Потерь нефти в результате уноса капельной нефти сточными (дренажными) водами производится без учета количества растворенной нефти в составе воды, используемой в системе ППД (собственные технологические нужды).

5.7. Расчет Потерь нефти в результате уноса капельной нефти сточными (дренажными) водами производится в том числе в составе воды, закачиваемой в поглощающие скважины.

6. Метод определения Потерь нефти от испарения в сырьевых и технологических резервуарах

6.1 Количество Потерь нефти из технологического резервуара (группы одноцелевых резервуаров) в среднем за год рассчитываются по формуле:

$$П_{исп}=(P_{38}*m*(K_t^{max} * K_р + K_t^{min})*K_{тр}^{ср}*K_{об}*K_{ссв}* K_{кл}*Q_н *0,294)/(10^7*ρ_н), \quad (6.1)$$

где,

$Q_н$ - количество нефти закачиваемое в резервуары в течения года, тонн.

$ρ_н$ – плотность нефти, т/м^3;

P_{38} – давление насыщенных паров жидких углеводородов при температуре 37,8°С (мм.рт.ст.) (определять по ГОСТ 1756-2000 (ИСО 3007-99));

K_t^{min}, K_t^{max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 2;

$K_{тр}^{ср}$ - опытный коэффициент, принимается по Приложению 3;

$K_{об}$ - коэффициент оборачиваемости, принимается по Приложению 4;

$K_р$ - опытный коэффициент, принимается по Приложению 5;

$K_{ссв}$ – 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 (Кссв) не отражена в паспорте либо проектной документации на их устройство, то для ГУС принимается эффективность работы 85 % ($К_{ссв}$=0,15), для УЛФ – 99 % ($К_{ссв}$=0,01);

$К_{кл}$ - опытный коэффициент оснащенности дыхательного клапана диском отражателем, принимается в размере 0,8;

m – молекулярная масса паров нефти, принимается по Приложению 6, в зависимости от температуры начала кипения углеводородов ($t_{нк}$).

6.2. Значение коэффициента $К_{об}$ принимается в зависимости от годовой оборачиваемости резервуаров.

При расчете оборачиваемости следует учесть, что $Q_ж$ - кол-во нефтегазоводяной смеси, закачиваемое в технологические резервуары в течение года, т/год:

$$n = Q_ж / (р_ж * N_р * V_р * К_з)$$

$$n = (V_н + V_в) / (N_р * V_р * К_з)$$

$$V_н = Q_н / \rho_н$$

$$V_в = W * Q_н / (1-W) \rho_н ,$$

где,

n – годовая оборачиваемость резервуара (группы одноцелевых резервуаров);

$N_р$ – количество одноцелевых технологических резервуаров (определяется согласно технологическому регламенту объекта подготовки нефти);

$К_з$- коэффициент заполнения резервуара (принимается равным 0,8);

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

W - обводненность нефти, %.

Значения опытного коэффициента $К_{об}$ принимаются по Приложению 4.

6.3 Исходные данные для расчета Потерь нефти из резервуаров по данным предприятия принимаются:

- количество нефти и количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года ($Q_н$ и $Q_ж$, т/год) или иного периода года;

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

- плотность ($\rho_н$, т/м^3) нефти;

- давление насыщенных паров нефти ($Р_{38}$, мм.рт.ст.) определяется по ГОСТ 1756-2000 (ИСО 3007-99);

- температура жидкости измеренная при максимальных ($t_{жmax}$,°С) и минимальных ($t_{жmin}$, °С) ее значениях в период закачки в резервуар.

6.4. Расчет Потерь нефти от испарения из резервуаров заноситься в таблицу в соответствии с Приложением 7.

7. Отбор и подготовка к анализу проб нефти и проб газовой смеси

7.1. Пробы нефти отбираются по ГОСТ 2517 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб» в пробоотборники, а пробы газовой смеси рекомендуется отбирать по ГОСТ 18917-82 «Газ горючий природный. Методы отбора проб».

7.2. Отбор и подготовка к анализу проб нефти и проб газовой смеси осуществляется в порядке, установленном документами в области технического регулирования.

8. Рекомендации по организации исследований для определения Потерь нефти

8.1. Рекомендуется проводить анализ действующих систем сбора и подготовки нефти месторождения на соответствие их принятой технологической схеме в целях выявления источников потерь нефти и распределения их по видам.

8.2. По проектным технологическим схемам систем сбора нефти, нефтяного (попутного) газа и попутной воды, проектам обустройства месторождений определяется количество сепарационных узлов, состав их оборудования, наличие компрессорных станций, конденсатосборников в газосборных сетях. Выясняются способы утилизации смеси конденсата и нефти из конденсатосборников и приемных сепараторов компрессорных станций.

8.3. Определяется количество установок предварительного сброса попутных пластовых вод, места их расположения и анализируется технология подготовки пластовой воды для возможной утилизации ее в системе поддержания пластового давления.

8.4. Определяется количество дожимных насосных станций, места их расположения, типы и количество насосов и дренажных емкостей на каждой дожимной насосной станции.

8.5. Определяется количество центральных пунктов сбора нефти и газа, принадлежность каждого центрального пункта сбора нефти и газа, места расположения. На каждом центральном пункте сбора нефти и газа рекомендуется устанавливать в соответствии с проектным решением степень утилизации нефтяного (попутного) газа второй и последующих ступеней сепарации нефти, жидкой фазы из конденсатосборников и приемных сепараторов компрессорных станций. Исходя из полученной информации принимается решение - являются ли нефтегазовые сепараторы источниками потерь нефти от уноса газом.

8.6. Технологические резервуары эксплуатируются в режиме динамического отстоя нефти, когда нефть с остаточным содержанием воды с установок подготовки поступает в нижнюю часть технологического (буферного) резервуара, а через стояк с верхнего уровня перетекает (перекачивается) в резервуар хранения готовой продукции.

8.7. Отстойники или резервуары для очистки и подготовки сточных (дренажных) вод на центральном пункте сбора нефти и газа являются источниками потерь нефти от уноса сточными водами.

8.8. В итоге проведенного анализа составляется таблица, представляющая распределение выявленных источников по видам потерь: (графа) наименование вида потерь, (графа) количество источников, (графа) место расположения источника.

8.9. Исходные данные для расчета величины Потерь нефти из выявленных источников потерь частично определяются данными нефтепромысловых служб, недостающие данные определяются экспериментально.

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

В итоге проведенных инвентаризации и анализа составляется реестр источников потерь нефти.

Приложение 1
к Методическим рекомендациям по определению технологических потерь нефти при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождений (лицензионных участков)

Структура
технологических потерь нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной в предыдущем и плановом году по каждому объекту потерь месторождения

_____
(лицензионного участка)

Периоды	Добыча нефти, тыс. тонн	Норматив технологических потерь нефти при добыче	Всего технологические потери, тыс. тонн/%	В том числе											
				унос с газом				унос с водой				испарение			
				итого, т	из них по объектам потерь, т			итого, т	из них по объектам потерь, т			итого, т	из них по объектам потерь, т		
					...	...	...		...	...	...		...	...	...
Предыдущий		Утвержденный (реквизиты приказа)													

Плановый (расчетный)		Проект													
		Проект, установленный техническим проектом (по вновь разрабатываемым месторождениям)													

Приложение 2
к Методическим рекомендациям по определению технологических потерь нефти при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождений (лицензионных участков)

Значения опытных коэффициентов K_t^{min}, K_t^{max}, где $t_ж$ – температура жидкости, °С: (температурный режим работу РВС принимается согласно технологическому регламенту)

$t_ж$, °С	K_t	$t_ж$, °С	K_t	$t_ж$, °С	K_t	$t_ж$, °С	K_t	$t_ж$, °С	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 3
к Методическим рекомендациям по определению технологических потерь нефти при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождений (лицензионных участков)

Значение опытного коэффициента $К_{тр}^{ср}$

Конструкция резервуаров	$К_{тр}^{ср}$	Объем резервуара, $V_р$,. м3			
		100 и менее	200-400	700-1000	2000 и более
Режим эксплуатации «мерник» *.					
Наземный вертикальный	$К_{тр}^{ср}$	0.63	0.61	0.58	0.56
Заглубленный	$К_{тр}^{ср}$	0.56	0.54	0.51	0.50
Наземный горизонтальный	$К_{тр}^{ср}$	0.70	0.68	0.65	0.63
Режим эксплуатации «буферная емкость»					
Все типы конструкций	$К_{тр}^{ср}$	0.10	0.10	0.10	0.10

*Представляется паспорт на резервуар, в котором должны быть указаны максимальный и минимальный уровни взлива нефти.

Режим эксплуатации 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 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.

Приложение 4
к Методическим рекомендациям по определению технологических потерь нефти при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождений (лицензионных участков)

Значение опытного коэффициента $К_{об}$

n	900	800	700	600	500	400	300	200	100	80	60	40	30	20
$К_{об}$	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 5
к Методическим рекомендациям по определению технологических потерь нефти при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождений (лицензионных участков)

Значение опытного коэффициента $K_р$, где P_{38} – давление насыщенных паров жидкости, мм.рт.ст.

P_{38} мм.рт.ст.	**$K_р$**
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 6
к Методическим рекомендациям по определению технологических потерь нефти при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождений (лицензионных участков)

Значение молекулярной массы паров нефтей в зависимости от температуры начала кипения углеводородов ($t_{нк}$)

$t_{нк}$	m	$t_{нк}$	m	$t_{нк}$	m	$t_{нк}$	m	$t_{нк}$	m	$t_{нк}$	m
10	11.0	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	53.4	23	58.1	33	64.1	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 7
к Методическим рекомендациям по определению технологических потерь нефти при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождений (лицензионных участков)

Расчет потерь нефти от испарения из технологических резервуаров

Место расположения РВС	Количество, проходящее через РВС, т/год		Плотность т/м^3			Объем резервуара, м^3, V	Кол-во одноцелевых РВС, N	Тем-тура жидкости в РВС, °С	ДНП P_{38}, мм.рт.ст., P_{38}	Температура начала кипения нефти, °С	Молекная масса паров нефти, $m_н$, г/моль	K_t^{min}	K_t^{max}	$K_{тр}^{ср}$	$K_р$	n	$K_{об}$	$K_{свв}$	Потери нефти за год, т $\sum П$	Норматив потерь, $\sum П_{исп}$ (%)
	нефти $Q_н$	жидкости $Q_ж$	нефти $\rho_н$	воды $\rho_в$	жидкости $\rho_ж$															
Источник данных	Планируемые уровни добычи	Планируемые уровни добычи	Протокол исследований	Данные промысловых испытаний	$\rho_ж=((Q_ж-Q_н)\cdot\rho_в+Q_н\cdot\rho_н)/Q_ж$	Регламентные данные	Тех.схема, Регламентные данные	Регламентные данные	Протокол исследований	Протокол исследований	Приложение "Методики"	Приложение "Методики"	Приложение "Методики"	Тех.схема, Регламентные данные, Приложение "Методики"	Приложение "Методики"	$n=Q_ж/(V\cdot\rho_ж\cdot N)$	Приложение "Методики"	Паспорт, проектная документация	$\sum П = (P_{38} * m * (K_t^{max} * K_р + K_t^{min}) * K_{тр}^{ср} * K_{об} * K_{свв} * Q_н * 0,294) / (10^7 * \rho_н)$	$\sum П_{исп}(\%)=Q_н\cdot 100/Q_н$

gost.e-ecolog.ru