###### УТВЕРЖДАЮ

**Операционный Директор \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**

# «\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**ПОРЯДОК КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА**

**ПРИ ДОБЫЧЕ, ХРАНЕНИИ И ОТПУСКЕ НЕФТИ**

**1.0 Введение**

Настоящая процедура разработана в соответствии с Политикой Компании \_\_\_\_\_\_\_\_ по добыче нефти и газа, а также существующими нормативными документами действующими в Республике Казахстан.

**2.0 Назначение**

Настоящая процедура устанавливает единый порядок учета добываемой и реализуемой нефти в Компании \_\_\_\_\_\_\_\_, порядок отпуска нефти на производственно-технологические нужды, инвентаризации нефти, списания технологических и других потерь, расчета буферных и технологических остатков, а также порядок составления ежемесячного отчета по добыче.

**3.0 Область применения**

Действие настоящей процедуры распространяется на все месторождения Компании, осуществляющей добычу нефти.

# 4.0 Ссылки

Порядок учета при добыче, хранении и отпуске. Отраслевой стандарт.

ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_. Резервуары стальные горизонтальные. Методы и средства поверки.

ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_ Нефтепродукты. Метод количественного определения содержания воды.

ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_ Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.

ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_ Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности.

ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_ Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей.

ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_ Рулетки измерительные металлические.

ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_ Нефть. Степень подготовки для нефтеперерабатывающих предприятий. Технические условия.

ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_ Нефть. Методы определения хлористых солей.

ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_ Нефть и нефтепродукты. Методы измерения массы.

МИ \_\_\_\_\_\_\_\_ Вместимость стальных вертикальных цилиндрических резервуаров. Методика выполнения измерений геометрическим и объемным методами.

**5.0 Общие положения**

* 1. Вся добытая нефть подлежит обязательному учету. Учет разделяется на оперативный и коммерческий
	2. Оперативный учет нефти – учет на промысловых узлах и резервуарах, показывает добычу, хранение и отгрузку нефти на промыслах, и отражается в ежедневных суточных рапортах.
	3. Оперативный учет добытой нефти по скважинам осуществляется в соответствии с процедурой OPS.05.03.
	4. Коммерческий учет – учет, результаты которого являются основанием для проведения дальнейших бухгалтерских расчетов. Результаты коммерческого учета отражаются в ежемесячных отчетах по добыче.
	5. Коммерческая поставка нефти осуществляется \_\_\_\_\_\_\_\_ и только для дальнейшей транспортировки на нефтеперерабатывающий завод.
	6. Прием и поставка нефти осуществляется по мере промысловой подготовки нефти, и оформления соответствующих документов в пункте приема передачи. Степень подготовки нефти должна соответствовать группе Iа в соответствии с требованиями ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_.
	7. Добыча нефти на месторождениях осуществляется по закрытой системе сбора и подготовки непрерывно в товарные резервуары, в соответствии с технологическим регламентом сбора и подготовки.
	8. Оперативный учет поступления нефти в товарные парки осуществляется каждые четыре часа, операторами по добыче, с регистрацией в журнале «Учета добычи нефти» (OPS.05.12.01). При приеме передачи смены операторы делают соответствующую запись в журнале учета добычи нефти.

**6.0 Порядок определения массы нефти в резервуарах и трубопроводах**

* 1. Для определения массы нефти в резервуарах производят измерения:
* вместимости;
* уровня нефти и подтоварной воды;
* плотности нефти;
* средней температуры нефти
	+ 1. Определение вместимости

Вместимость стальных вертикальных цилиндрических резервуаров определяется градуировкой согласно МИ \_\_\_\_\_\_\_\_.

Вместимость железобетонных цилиндрических резервуаров определяют градуировкой согласно РД \_\_\_\_\_\_\_\_.

Вместимость горизонтальных цилиндрических резервуаров определяют градуировкой по ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_.

Железнодорожные и автомобильные цистерны, применяемые в качестве мер вместимости при учетно-расчетных операциях, должны быть отградуированы в установленном порядке.

* + 1. Определение уровня нефти и подтоварной воды
1. Измерение уровня нефти производят после отстоя нефти не менее двух часов с момента окончания заполнения.

Уровень нефти в резервуаре определяют стационарными уровнемерами или вручную измерительной рулеткой с лотом по ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_. Допускается измерение уровня нефти и подтоварной воды метрштоком стандартного образца и имеющим отметку о государственной поверки.

*Измерение уровня рулеткой с лотом осуществляют в следующей последовательности:*

* проверяют базовую высоту (высотный трафарет) как расстояние по вертикали между днищем или базовым столиком в точке касания лота рулетки и риской планки замерного люка. Полученный результат сравнивают с известной (паспортной) величиной базовой высоты. Если базовая высота отличается от полученного результата более чем на 8 мм, необходимо выяснить и устранить причины измерения базовой высоты.
* опускают ленту рулетки с лотом медленно до касания лотом днища или базового столика, не допуская отклонения лота от вертикального положения, не задевая за внутреннее оборудование и сохраняя спокойное состояние поверхности нефти;
* поднимают ленту рулетки строго вверх, без смещения в сторону, чтобы избежать искажения линии смачивания на ленте рулетки;
* отсчет на ленте рулетки производят с точностью до 1 мм сразу после появления смоченной части ленты над замерным люком;
* для измерения высоты пустоты резервуара рулетка с грузом опускается до уровня нефти. Первый отсчет (верхний) берется по рулетке на уровне риски планки замерного люка. Затем рулетку поднимают строго вверх без смещения в сторону и берут отсчет на месте смоченной части ленты (или груза) нефтью (нижний отсчет).

Высота пустоты определяется как разность верхнего и нижнего отсчетов.

Уровень нефти в резервуаре определяется вычитанием значения высоты пустоты из паспортной величины базовой высоты для данного резервуара.

*Измерение уровня метрштоком осуществляется аналогично, как и при измерениях рулеткой с лотом. Ввиду ограничения длины метрштока, замеры производят в горизонтальных резервуарах, а также в железнодорожных и авто цистернах.*

1. Измерение уровня подтоварной воды производят при помощи водочувствительной ленты или пасты. Ленту в натянутом виде прикрепляют к поверхности лота, а пасту наносят тонким слоем на поверхность лота или метр-штока. Уровень нанесения пасты определяют исход из превышения мертвого (неснижаемого) уровня каждого резервуара не менее чем на 50%. При отсутствии пасты или ленты возможно определение уровня методом отбора проб на разных уровнях. Определив уровень подтоварной воды, по градуировочной таблице резервуара находят объем подтоварной воды.

Измерение уровня подтоварной воды в каждом резервуаре производят не менее двух раз и при получении расхождения в отсчетах более 1 мм измерения повторяют и из трех наиболее близких отсчетов берут среднее.

При оперативном учете результаты измерения нефти округляют до целого сантиметра.

* + 1. Определение плотности нефти

Для определения плотности отбирают пробы по ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_. Плотность нефти определяют по ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_ с учетом требований МИ \_\_\_\_\_\_\_\_.

* + 1. Определение средней температуры нефти

Среднюю температуру нефти в емкостях определяют по показаниям стационарных датчиков температуры в соответствии с инструкцией по их эксплуатации или путем измерения температуры пробы стационарным пробоотборником в один прием по ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_.

* 1. Массу нефти брутто в резервуаре определяют по формуле:

**Мбр=0,001 х Vн х ρн**, тонн (1)

где, Vн - объем нефти, м3;

ρн - плотность нефти при температуре измерения объема в резервуаре, кг/м3.

Объем нефти определяется по градуировочной таблице резервуара в соответствии с результатами измерения общего уровня жидкости Н и уровня подтоварной воды Нв:

**Vн =( V – Vв),** м3 (2)

где, V – общий объем жидкости, м3;

Vв – объем подтоварной воды жидкости, м3.

* 1. Массу нефти нетто, т.е. за вычетом балласта, определяют по формуле

**Мн= Мбр х( 1 - 0,01 х m)**, тонн (3)

где, Мбр – масса нефти брутто;

m – массовая доля балласта, %.

Массовая доля балласта определяется как сумма содержания хлористых солей (по ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_), воды (по ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_), механических примесей (по ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_ и ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_).

* 1. При отгрузке нефти в железнодорожных цистернах определение массы может производиться:

- по показаниям узла учета при наливе;

- взвешиванием в вагонных весах по ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_;

- статическим объемно-массовым методом.

* + 1. Масса нефти при взвешивании определяется как разность массы груженной железнодорожной цистерны (брутто) и массы порожней цистерны и балласта. Масса балласта определяется по результатам лабораторного анализа объединенной пробы, отобранной по ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_.
		2. Массу нефти в железнодорожных цистернах объемно-массовым методом определяют следующим образом:
1. определяют высоту налива нефти метрштоком. Расхождение между двумя отсчетами замера высоты налива нефти в цистернах не должно превышать 0,5 см. В случае расхождения, превышающего 0,5 см, измерение повторяется. За действительную высоту налива принимается среднее арифметическое результатов замеров, произведенных в двух противоположных точках. Полученный результат округляется до 1,0 см, т.е. величина менее 0,5 см отбрасывается и более – считается за целый сантиметр. При наличии пены на поверхности жидкости замер должен производиться после отстоя или при помощи пеноизолятора;
2. взять пробу продукта из цистерны для определения температуры и плотности;
3. немедленно после извлечения пробы замерить температуру и определить плотность продукта денсиметром (ареометром);
4. по калибровочным знакам на цистерне установить ее тип;
5. по замеренной высоте налива определить по таблице калибровки для данного типа цистерны объем продукта в ней в кубических дециметрах (литрах);
6. определить массу продукта в цистерне путем умножения установленного объема продукта на его плотность с учетом температуры
	* 1. Массу нефти в трубопроводах определяют расчетом по формуле:

**Мнт= 0,001 х V x L x ρ х Kтр х ( 1 - 0,01 х m)**, тонн (4)

где, V – вместимость 1-го погонного метра трубопровода, м3/м;

L – длина трубопровода, м;

ρ – плотность нефти, приведенная к условиям в трубопроводе (по МИ 1707), кг/м3;

К тр – коэффициент заполнения (для напорных труб Ктр=1);

m – массовая доля балласта, %.

Общую массу нефти в трубопроводе определяют суммированием массы нефти, находящейся в отдельных участках трубопровода.

6.5 Все вышеприведенные операции осуществляются сменными операторами по добыче совместно с лаборантом, под непосредственным контролем мастера по добыче.

**7.0 Порядок учета нефти при коммерческом отпуске**

* 1. Коммерческим отпуском нефти считается отпуск нефти \_\_\_\_\_\_\_\_ для дальнейшей транспортировки на перерабатывающий завод или экспорт, как это определено \_\_\_\_\_\_\_\_
	2. Коммерческий отпуск нефти производится как автоцистернами так и по нефтепроводу.
	3. При коммерческом отпуске нефти оформляется накладная (OPS.05.12.02) с регистрацией в Журнале (OPS.05.12.03), с указанием номера паспорта качества.
	4. При коммерческом отпуске нефти определяются масса и показатели качества (физико-химические свойства).
	5. Массу определяют по ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_. В основном применяется статически объемно-массовый метод (в резервуарных парках и других емкостях). При наличии узлов учета, применяется динамический объемно-массовый метод. Допускается определение массы при учетно-расчетных операциях другими методами, если предел допускаемой суммарной относительной погрешности этих методов е превышает 0.5% в соответствии с требованиями ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_.

Резервуары должны иметь утвержденные в установленном порядке градуировочные таблицы, средства измерения и узлы учета и пройти обязательную государственную поверку. При оперативном учете на объектах добычи паспорт качества для каждого резервуара не обязателен.

При приемке и поставке нефти показатели качества нефти (физико-химические свойства) определяются по отобранным из потока пробам или в резервуарах после заполнения по пробам, взятым из каждого резервуара в отдельности. Отбор проб для анализа должен производиться по ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_. Анализ проб должен проводиться в производственной химико-аналитической лаборатории промысла, аттестованной в установленном порядке.

По результатам анализов оформляют паспорт качества (OPS.05.12.04) с регистрацией в журнале (OPS.05.12.05). При оперативном учете добычи нефти оформление паспорта качества не требуется.

* 1. Отпуск нефти \_\_\_\_\_\_\_\_ для дальнейшей транспортировки на перерабатывающий завод или экспорт регламентирует «Порядок раздела границы и процедуры коммерческого замера, учета нефти для транспортировки нефти с месторождений \_\_\_\_\_\_\_\_ и \_\_\_\_\_\_\_\_, и отпуска продуктов переработки Компании \_\_\_\_\_\_\_\_.
	2. При трубопроводном отпуске, также оформляется накладная (OPS.05.12.02), которая регистрируется в журнале (OPS.05.12.06).
	3. Оформление накладных, регистрация в журнале и отпуск нефти осуществляется сменными операторами по добыче и контролируется мастером по добыче.

**8.0 Порядок учета нефти, отпускаемой на производственно-технологические нужды**

* 1. Отпуск нефти на производственно-технологические нужды производится на специально оборудованных пунктах налива. Отпуск нефти вне оборудованных пунктах налива запрещается.
	2. Отпуск нефти на производственно-технологические нужды производится с письменного разрешения руководства компании.
	3. Отпуск нефти оформляется накладной как и при коммерческом отпуске с указанием в примечании направления использования. Регистрация накладных отпущенных на производственно-технологические нужды производится в специальном журнале (OPS.05.12.07). При отпуске нефти на производственно-технологические нужды паспорт качества не оформляется, а балласт определяется по последним произведенным анализам нефти.
	4. Во всех случаях при использовании нефти на производственно-технологические нужды оформляется акт (OPS.05.12.08), в котором указывается количество списываемой нефти.
	5. Не подлежит списанию нефть добытая и использованная на производственно-технологические нужды промысла с одного и того же месторождения, при условии возврата нефти в систему сбора и подготовки.
	6. Учету и списанию подлежит нефть, добытая на одном месторождении и использованная на СНиП на другом месторождении, даже при условии возврата в систему сбора и подготовки нефти, так как в этом случае показатели качества изменяются, а также нефть собственного месторождения потерянная при возврате в систему сбора и подготовки.
	7. В соответствии с актом использования нефти на собственные нужды, количество списываемой нефти ежемесячно отражается в расшифровке СНиП (OPS.05.12.09). Акты использования нефти на собственные нужды являются неотъемлемой частью отчета по движению нефти по месторождениям.
	8. Оформление накладных, регистрация и отпуск нефти на производственно-технические нужды, оформление актов на использование нефти осуществляется мастером по добыче.

 **9.0 Порядок учета и списания технологических потерь**

9.1 Потери нефти бывают технологические и организационные.

9.1.1 Технологические потери нефти на нефтепромыслах складываются из следующих потерь:

1. от испарения при хранении, сливе и наливе, отпуске нефти из товарных резервуаров и технологического оборудования;
2. от уноса капельной нефти потоком газа в системе подготовке;
3. от уноса сточной водой;
4. от утечек через уплотнения технологического оборудования.
	* 1. Организационные потери нефти складываются из следующих потерь:
			1. связанных с проведением технического обслуживания и ремонтом технологического оборудования и трубопроводов;
			2. от списания нефтепроводов;
			3. при отказах, связанных с нарушением герметичности трубопроводов или технологического оборудования;
			4. связанных с погрешностью средств и методов измерения количества нефти;
			5. при временном хранении нефти в земляных ловушках или открытых резервуарах.
	1. Технологические потери нефти на нефтяном промысле определяются специализированной организацией после проведения соответствующих исследований в системе сбора и подготовки. Учитывая сезонные колебания температур и соответственно потерь, полученные результаты при исследованиях дифференцируются и выводятся среднемесячные дифференцированные потери.
	2. Дифференцированные технологические потери нефти списываются ежемесячно с отражением в расшифровках СНиП (OPS.05.12.09).
	3. Списание потерь нефти, связанных с проведением технического обслуживания и ремонта оборудования, а также потерь при списании нефтепроводов, отработавших амортизационный срок службы, производится на основании Актов (OPS.05.12.10). Эти потери отражаются в расшифровке СНиП.
	4. Списание потерь нефти при отказах, связанных с нарушением герметичности нефтепровода или технологического оборудования, производится на основании акта расследования аварии (OPS.05.12.11), которая также отражается в расшифровке СНиП.

**10.0 Порядок инвентаризации нефти**

* 1. Инвентаризацию проводят с целью улучшения качества учета и сохранности продукции путем определения фактических остатков нефти на начало отчетного периода.
	2. Инвентаризацию нефти проводят в 20-00 последнего дня отчетного месяца с последующей корректировкой 4-х часового движения нефти (с 20-00 до 24-00) в последующие сутки.
	3. Для проведения инвентаризации приказом создаются постоянная инвентаризационная комиссия из числа работников промысла при обязательном участии представителя головного офиса (и или регионального офиса), возглавляемой Менеджером по производству.
	4. Менеджер по производству несет ответственность за правильное и своевременное проведение инвентаризации.
	5. Инвентаризация производится без прекращения добычи и все технологическое оборудование нефтепромысла должно работать на постоянном режиме.
	6. Все объекты добычи, сбора, подготовки, транспортирования и хранения нефти (шлейфы, сборные коллекторы, трубопроводы сырой и товарной нефти, и прочее оборудование) должны находиться в исправном состоянии иметь необходимые нормативные и технические документы (градуировочные таблицы, паспорта, технологический регламент, расчеты вместимости и т.д.) для возможности расчета массы в них.
	7. При инвентаризации определяют массу нефти в технологических аппаратах, емкостях, трубопроводах и товарных резервуарах. По своему назначению остатки нефти подразделяются на четыре группы:
* технологические;
* буферные (мертвые);
* товарные;
	1. Порядок определения массы нефти изложен в разделе 4.
		1. К моменту инвентаризации должно быть минимальное количество резервуаров, находящихся в режиме закачки-откачки.
		2. При инвентаризации определяют первоначально массу нефти в отключенных резервуарах, затем в установленное время проведения инвентаризации – в работающих.
		3. Если на момент инвентаризации из резервуара производят налив в транспортные емкости, массу нефти по резервуару определяют до начала налива.
		4. При инвентаризации нефти в резервуарах, находящихся в режиме хранения, отбор проб и измерение температуры нефти проводится не более чем за 6 часов до момента инвентаризации.
		5. При снятии остатков для определения физико-химических характеристик нефти из каждого резервуара отбор проб производится согласно ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_.
		6. Из общего остатка на момент снятия выделяют отдельной строкой буферные остатки в резервуарах и количество нефти, использованной на заполнение трубопроводов, аппаратов и резервуаров, введенных в эксплуатацию в отчетном периоде.

Технологические и буферные остатки нефти на начало отчетного периода должны быть неизменными и соответствовать остаткам на конец предыдущего периода. Изменение технологических и буферных остатков может быть или за счет ввода новых или ликвидации действующих, а также физических параметров нефти. В каждом отдельном случае такие изменения оформляются соответствующими актами (OPS.05.12.12).

* 1. Фактические остатки нефти на конец каждого месяца отражаются в актах инвентаризации (OPS.05.12.13).

**11.0** **Порядок определения буферных (мертвых) и технологических остатков**

* 1. Буферные остатки (мертвые, немобильные) – масса нефти в резервуарах от днища до верхней образующей сливного патрубка резервуара.
		1. Масса буферных (мертвых) остатков нефти в вертикальных резервуарах определяется по формуле:

**Qмг/р = h \* (π \* d)2/4 \* ρ\*(1-0.01\*m)**, тонн (5)

где

**h** – высота от днища резервуара до верхней образующей сливного патрубка, м;

**d** - диаметр резервуара, м;

**ρ** – плотность нефти, т/м3;

**п** – основание натурального логарифма, п=3.14;

**m** – содержание балласта (суммарное содержание воды, солей и механических примесей), %.

* 1. Технологические остатки – минимальное количество нефти, заполняющей технологические трубопроводы, аппараты и резервуары, необходимое для поддержания нормального режима непрерывного технологического процесса в системах сбора и, подготовки и транспортирования нефти, с учетом параметров их работы (давление Р, температура Т) на момент ввода их в эксплуатацию или остановку на ремонт.
		1. Величина технологических остатков нефти в товарных резервуарах определяется уровнем нефти, необходимым для обеспечения безкавитационного режима работы насоса (Н1) и непрерывности технологических процессов перекачки и подготовки нефти (Н2)

**H1 = hminω + ΔS**, м (6)

где

**hminω** – необходимый кавитационный запас насоса по паспорту, м;

**ΔS** - превышение центра приемного патрубка откачивающего насоса над нижней образующей приемо-раздаточного резервуара, м.

 Величина H1 записывается в технологическую карту резервуара.

**H2 = (4\*Q\*τ)/(п \* Di2),** м (7)

где

**Q** – фактическая производительность насосов откачки, м3/ч;

**т** – суммарное время, необходимое для ликвидации возможных отказов в системе, ч;

**Di** – диаметр i –го резервуара, м;

 Уровень нефти, определяющий величину технологических остатков в резервуаре, определяется как сумма:

**Hт = H1 + H2**, м (8)

Масса технологических остатков в резервуаре определяется по формуле:

**Qрт = 0,001 \* Vж\*ρж\*(1-0,01m),** тонн (9)

где

**Vж** – объем жидкости в резервуаре, определяемый по градуировочной таблице резервуара, исходя из величины Нт, м3;

**ρж** – плотность жидкости, кг/м3;

**m** – содержание балласта, %.

* + 1. Величина технологических остатков нефти в резервуарах-отстойниках и технологических аппаратах подготовки определяется по формуле:

**Qрот = (Vж-Vв)\*ρж\*(1-0,01m),** тонн (10)

где

**Vж** – общий объем жидкости, обусловленный уровнем расположения переливной трубы для отбора нефти, м3;

**Vв** – объем водяной подушки, м3;

**ρж** – плотность жидкости, кг/м3;

**m** – содержание балласта, в объединенной пробе, отобранной послойно с интервалом в 1 м, из нефти, расположенной над водяной подушкой, %.

* + 1. Величина технологических остатков в резервуарах для сдачи-приема нефти определяется по формуле:

**Qспт = 0,001\*V\*ρ\*(1-0,01m),** тонн (11)

где

**V** – объем нефти в резервуаре (определяется по градуировочной таблице в резервуаре), м3;

**ρж** – плотность нефти, приведенная к условиям в резервуаре, кг/м3;

**m** – содержание балласта в нефти, %.

* + 1. Массу остатков нефти в технологических трубопроводах определяют по формуле:

**Qтм = V\*L\*ρ\*K\*(1-0,01m),** тонн (12)

где

**V** – объем 1-го погонного метра трубопровода данного диаметра, м3/м;

**L** - длина трубопровода данного диаметра, м;

**ρ** – плотность нефти, т/м3;

**K –** коэффициент заполнения (в напорных трубопроводах К=1);

**m** – содержание балласта, %.

* 1. Буферные (мертвые) и технологические остатки определяются на основании технической документации.
	2. Товарные остатки - разница общим количеством остатков нефти и суммой технологических и буферных (мертвых) остатков, которая без ущерба нормального ведения технологического процесса может быть откачана из товарных резервуаров и не отгружена потребителям на конец отчетного периода.
	3. Нефть, подготовленная к отгрузке железнодорожным или другим видом транспорта, но не оформленная отгрузочными документами по состоянию на 8-00 часов первого числа месяца, учитывается в остатках грузоотправителя.

Нефть, оформленная отгрузочными документами за период от расчетного времени (по виду транспорта) до момента снятия остатков, учитывается грузоотправителем в составе товарных остатков.

Грузоотправитель о каждой отгрузке, произведенной в последнюю декаду месяца, извещает получателя о массе отгруженной нефти с указанием даты отгрузки и номеров отгрузочных документов.

1. **Порядок составления ежемесячного отчета по движению нефти**
	1. При составлении ежемесячного отчета по движению нефти по месторождениям Компании исходят из имеющийся общих товарных остатков нефти **Qнач.** на начало месяца, т.е. на 2000 последнего дня предыдущего месяца (OPS.05.12.13).
	2. Производится замер фактических остатков нефти на 2000 последнего дня месяца **Qкон.** и оформляется акт инвентаризации ( OPS.05.12.13). Полученные остатки заносят в «Отчет о движении нефти по месторождениям \_\_\_\_\_\_\_\_ и \_\_\_\_\_\_\_\_» (OPS.05.12.14).
	3. Определяют совместно с представителем \_\_\_\_\_\_\_\_ по накладным и актам количество отпущенной нефти за месяц по массе нетто**(Qотп.)**,и оформляется реестр посуточной отгрузки нефти (OPS.05.12.15), где помимо массы брутто, балласта и массы нетто, определяются потери при транспортировке и хранении на ННЭ (в соответствии с «Нормативами технологических потерь при сборе, подготовке, транспортировке и хранении»).
	4. Определенные в реестре потери заносятся в соответствующие строки «Расшифровки СНиП» (OPS.05.12.09), а количество отгруженной товарной нефти (за вычетом балласта и потерь) заносится в «отчет движения нефти по промыслу \_\_\_\_\_\_\_\_» в графу отгрузка.
	5. На основании реестра оформляется акт сверки отпущеной-полученной нефти между Компанией \_\_\_\_\_\_\_\_ и \_\_\_\_\_\_\_\_» (OPS.05.12.16).
	6. Товарная добыча нефти **Qтов.** определяется по формуле

**Qтов. = Qкон. + Qотп. - Qнач.,** тонн (13)

где

**Qкон -** товарный остаток нефти на конец отчетного месяца;

**Qотп. –** отпуск товарной нефти за отчетный месяц;

**Qнач -** товарный остаток нефти на начало отчетного месяца

* 1. Фактическая добыча нефти **Qфак.** определяется по формуле:

**Qфак. = (Qтов. /(100-п))\*100,** тонн (14)

где

**п-** дифференцированная норма технологических потерь нефти при сборе подготовки и хранении нефти на месторождении, в соответствии с «Нормативами технологических потерь нефти по Компании \_\_\_\_\_\_\_\_», %.

Полученные результаты заносятся в «отчет движения нефти по месторождениям» и оформляется акто фактической добыче нефти по месторождениям (OPS.05.12.17).

* 1. Промысловые потери нефти **Qпр.пот.** при ее сборе и подготовке в соответствии с пунктом 10.7 определяется по формуле:

**Qпр.пот. = (Qфак. \* п) /100,** тонн (15)

Полученные результаты заносятся в соответствующие статьи «Расшифровки СНиП».

* 1. Оформляется отчет «Расшифровка СНиП за месяц» (OPS.05.12.09). Технологические потери определенные в соответствии с пунктами 12.3 и 12.8 заносят в соответствующие строки раздела «потери», а расход нефти на производственно-технологические нужды в строку собственные нужды. Расход нефти на собственные нужды должны подтверждаться соответствующими документами (актами, накладными и т.д. в соответствии с разделом 8). Итоговые цифры СНиПа отражаются в графе СНиП «отчета о движении нефти по месторождениям».
	2. На основании «Отчета движения нефти по месторождениям» оформляется«Баланс движения нефти по Компании \_\_\_\_\_\_\_\_» с округлением до тонны (OPS.05.12.18), который утверждается Операционным Директором.

Все отчеты кроме «Баланса движения нефти по Компании \_\_\_\_\_\_\_\_» оформляются и подписываются начальниками смены промысла и Менеджером промысла.

* 1. Оформление отчета производится в электронном виде в формате EXCEL или WORD. В случаях отсутствия возможности (неисправен компьютер, принтер и т.п., допускается оформление отчетов на готовом распечатанном бланке, при этом заполнение строк осуществляется ручкой без помарок и исправлений. Для этих целей на промысле всегда должно храниться необходимое количество бланков отчетов. Оформленный отчет представляется в электронном виде Менеджеру по производству по электронной почте.
	2. Пример оформления месячного «отчета движения нефти по месторождениям»:

## Отчет о движении нефти по месторождениям

**\_\_\_\_\_\_\_\_ и \_\_\_\_\_\_\_\_**

**За \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ месяц 20\_\_г.**

тонн

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| месторождения | Остаток на начало месяца(OPS.05.12.14) | Добыча за месяц(данные из акта о фактической добыче нефти, (OPS.05.12.18) | Отгрузка за месяц(данные из строки итого товарная нефть реестра отгрузки, (OPS.05.12.16) | СниП за месяц(данные из расшифровки СНиП, (OPS.05.12.10) | Остаток на конец месяц(OPS.05.12.14) |
| \_\_\_\_\_\_\_\_ |  **66,456** | 3344,223\* **3396,012** | 3322,135\*\* **3288,582** | 33,553+51,789**= 85,342** |  **88,544** |
| \_\_\_\_\_\_\_\_ |  **12,235** | 254,845\* **258,792** | 255,758\*\* **253,073** | 2,685+3,947+СН=  **6,632** |  **11,322** |
| Итого по \_\_\_\_\_\_\_\_ |  **78,691** | 3599,068\***3654,804** | 3577,893\*\***3541,655** | 36,238+55,736+СН= **91,974** |  **99,866** |

 Примечание:

 \* - добыча нефти определенная по п.10.6 в отчет не заносится, а используется при промежуточных расчетах;

 \*\* - товарная нефть отгруженная \_\_\_\_\_\_\_\_» из реестра OPS.05.12.15, в отчет на заносится, а используется при промежуточных расчетах;

33,553+51,789 + СН – сумма потерь при транспортировке и хранении п.10.3 и промысловых потерь п.10.8 и собственные нужды (СН) – собственные нужды (согласно имеющимся актам списания) СН=0.

# Баланс движения нефти за месяц по компании \_\_\_\_\_\_\_\_

тонн

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| №№п/п | Наименование | За месяц | С начала года |
| 1 | Остаток на начало месяца, в том числе мертвый остаток | 796 | 796 |
| 2 | Добыча | 3655 | 3655 |
| 3 | Отгрузка всего,в т. ч.: - \_\_\_\_\_\_\_\_ - прочие | 35423542- | 35423542- |
| 4 | Собственные нужды и потери (СниП),в т. ч.: - собственные нужды- потери | 92-92 | 92-92 |
| 5 | Остаток на конец месяца, в т.ч. мертвый остаток | 1006 | 1006 |

**Примечание:** при составлении «Баланса движения нефти по Компании \_\_\_\_\_\_\_\_» по «Отчету о движении нефти по месторождениям \_\_\_\_\_\_\_\_ и \_\_\_\_\_\_\_\_» значения округляются до тонны. Буферные (мертвые) и технологические остатки определяются ежемесячно

1. **Ответственность за правильную организацию учета нефти**
	1. Ответственность за правильную организацию учета нефти возлагается на Менеджера по производству.
	2. Менеджер промысла и начальники смен несут ответственность за своевременное и правильное оформление месячных отчетов по движению нефти по месторождениям, в соотвтетствии с настоящей процедурой и своими должностными инструкциями.

**14.0 Исключения**

Исключения из настоящей процедуры допускаются только с разрешения Операционным Директором.

**15.0 Дата вступления в действие**

\_\_ \_\_\_\_ 20\_\_ г.

**16.0 Истечение срока действия/пересмотр**

Положения настоящей процедуры пересматриваются раз в 3 года, либо когда Комитет по рассмотрению политик сочтет это необходимым.

**17.0 КУРАТОР**

Операционный Директор.

**ПРИЛОЖЕНИЯ**

OPS.05.12.01 Журнал учета добычи нефти

OPS.05.12.02 Накладная на коммерческий отпуск нефти и на производственно-технологические нужды

OPS.05.12.03 Журнал учета отпуска нефти (для отпуска автоцистернами)

OPS.05.12.04 Паспорт качества нефти

OPS.05.12.05 Журнал учета отбора проб нефти

OPS.05.12.06 Журнал учета отпуска нефти (для отпуска по нефтепроводу)

OPS.05.12.07 Журнал учета отпуска нефти (для расхода на собственные нужды)

OPS.05.12.08 Акт использования нефти на производственно-технологические нужды

OPS.05.12.09 Расшифровка СНиП за месяц по Компании

OPS.05.12.10 Акт на потери нефти связанные с организационными мероприятиями

OPS.05.12.11 Акт расследования аварии и списания связанных с аварией потерь нефти

OPS.05.12.12 Акт расчета буферных (мертвых) и технологических остатков нефти по месторождению

OPS.05.12.13 Акт инвентаризации нефти в резервуарах

OPS.05.12.14 Отчет о движении нефти за месяц по месторождениям

OPS.05.12.15 Реестр отгрузки нефти (для оформления акта-сверки)

OPS.05.12.16 Акт сверки отпущенной-полученной нефти

OPS.05.12.17 Акт о фактической добыче нефти

OPS.05.12.18 Баланс движения нефти по Компании за месяц