



УТВЕРЖДЕНА

Приказом ООО «Славнефть-

Красноярскнефтегаз»

от «09» декабря 2021 г. № 1505

Введена в действие «09» декабря 2021 г.

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ИНСТРУКЦИЯ
ООО «СЛАВНЕФТЬ-КРАСНОЯРСКНЕФТЕГАЗ»**

УЧЕТ НЕФТИ

№ П1-01.05 ТИ-0006 ЮЛ-428

ВЕРСИЯ 4 ИЗМ. 5

**Г. КРАСНОЯРСК
2021**



СОДЕРЖАНИЕ

1. ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ	4
НАЗНАЧЕНИЕ.....	4
ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ	4
ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСПОЛНЕНИЯ.....	5
2. ГЛОССАРИЙ.....	6
2.1. ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ.....	6
2.2. ТЕРМИНЫ ИЗ ВНЕШНИХ ДОКУМЕНТОВ.....	6
2.3. ТЕРМИНЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА.....	6
2.4. СОКРАЩЕНИЯ.....	9
3. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	12
4. ТРЕБОВАНИЯ К МЕТОДАМ И СРЕДСТВАМ ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА И КАЧЕСТВА НЕФТИ	16
5. ПОРЯДОК УЧЁТА НЕФТИ ПО СКВАЖИНАМ	18
6. ПОРЯДОК УЧЁТА НЕФТИ ПРИ ОТПУСКЕ	24
6.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	24
6.2. ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТИ ПО ЛИЦЕНЗИОННЫМ УЧАСТКАМ	24
6.3. ПОРЯДОК УЧЕТА И ОФОРМЛЕНИЯ ДОКУМЕНТАЦИИ ДЛЯ НЕФТИ, СДАВАЕМОЙ В СИСТЕМУ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	25
6.4. ПОРЯДОК УЧЕТА ПРИ ОТПУСКЕ НЕФТИ НА ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НУЖДЫ И ТОПЛИВО.....	26
6.5. ПОРЯДОК ОФОРМЛЕНИЯ ДОКУМЕНТАЦИИ ПРИ ОТПУСКЕ НЕФТИ НА СОБСТВЕННЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НУЖДЫ, ТОПЛИВО.....	26
6.6. ПОРЯДОК ОТПУСКА НЕФТИ НА ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НУЖДЫ СТОРОННИМ ОРГАНИЗАЦИЯМ	28
6.7. ПОРЯДОК ОТПУСКА НЕФТИ СТОРОННИМ ОРГАНИЗАЦИЯМ В КАЧЕСТВЕ МАТЕРИАЛА ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН И ТОПЛИВО (ДАВАЛЬЧЕСКАЯ СХЕМА)	31
6.8. ПОРЯДОК ОФОРМЛЕНИЯ ДОКУМЕНТАЦИИ ПРИ ОТПУСКЕ НЕФТИ СТОРОННИМ ОРГАНИЗАЦИЯМ ПО ДОГОВОРАМ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ.....	33
6.9. ПОРЯДОК ПОДГОТОВКИ И ОТПУСКА НЕФТИ В АВТОЦИСТЕРНЫ	34
7. ПОРЯДОК РАЗРАБОТКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КАРТ ОСТАТКОВ НЕФТИ	36
8. ПОРЯДОК ИНВЕНТАРИЗАЦИИ НЕФТИ	42
9. ПОРЯДОК УЧЁТА ПОТЕРЬ НЕФТИ.....	47

Права на настоящий ЛНД принадлежат ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз». ЛНД не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён без разрешения ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

© © ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», 2021



10.ПОРЯДОК СОСТАВЛЕНИЯ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО БАЛАНСА.....	50
11.ПОРЯДОК ОРГАНИЗАЦИИ ОТПУСКА НЕФТИ ПРИ ВНУТРЕННИХ ПЕРЕВОЗКАХ АВТОМОБИЛЬНЫМИ ЦИСТЕРНАМИ.....	53
11.1. НАЗНАЧЕНИЕ СИСТЕМЫ НАЛИВА И ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ВХОДЯЩЕЕ В СОСТАВ ПУНКТА НАЛИВА РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА 30000 М³ КУЮМБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	53
<i>11.1.1. ПОРЯДОК НАЛИВА В АВТОЦИСТЕРНЫ НА ПУНКТЕ НАЛИВА РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА 30000 М³</i>	<i>53</i>
<i>11.1.2. ПЕРЕЧЕНЬ ВОЗМОЖНЫХ НЕИСПРАВНОСТЕЙ В ПРОЦЕССЕ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ ПУНКТА НАЛИВА И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО УСТРАНЕНИЮ</i>	<i>55</i>
11.2. НАЗНАЧЕНИЕ СИСТЕМЫ НАЛИВА И ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ВХОДЯЩЕЕ В СОСТАВ ПУНКТА НАЛИВА ЦПС.....	57
<i>11.2.1. ПОРЯДОК НАЛИВА В АВТОЦИСТЕРНЫ НА ЦПС</i>	<i>57</i>
11.3. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ	59
11.4. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПЕРЕД НАЧАЛОМ РАБОТ	61
11.5. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ВО ВРЕМЯ РАБОТЫ	61
12.УЧЕТ НЕПОДГОТОВЛЕННОЙ НЕФТИ, ПРИНЯТОЙ НА ОБЪЕКТАХ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ ИЗ АВТОЦИСТЕРН	63
13.ПОРЯДОК ФОРМИРОВАНИЯ ОПЕРАТИВНОГО (СУТОЧНОГО) МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА УГЛЕВОДОРОДОВ (НЕФТЬ И ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ)	66
14.ССЫЛКИ.....	77
ПРИЛОЖЕНИЯ	81

Права на настоящий ЛНД принадлежат ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз». ЛНД не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён без разрешения ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

© ® ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», 2021



1. ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

НАЗНАЧЕНИЕ

Настоящая Технологическая инструкция устанавливает порядок организации и единые требования к организации учёта нефти в процессе добычи, сбора, подготовки, транспортировки и проведения учётных операций, оформления результатов учета нефти, а также метрологическому обеспечению учёта.

Настоящая Технологическая инструкция соответствует требованиям Технологической инструкции Компании № П1-01.05 ТИ-0001 «Учет нефти в нефтегазодобывающих Обществах Группы».

Технологическая инструкция разработана с учетом требований:

- Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»;
- Федерального закона от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании»;
- Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
- Правил учета нефти, утвержденных постановлением Правительства РФ от 16.05.2014 № 451;
- Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденного приказом Минпромторга России от 31.07.2020 № 2510;
- приказа Минэнерго России от 15.08.2014 № 527 «Об утверждении значений коэффициентов, учитывающих влияние давления и температуры нефти в трубопроводе».

ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ

Настоящая Технологическая инструкция обязательна для исполнения работниками структурных подразделений ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»:

- управления добычи нефти и газа;
- управления подготовки нефти, газа и поддержания пластового давления;
- управления эксплуатации трубопроводов;
- управления метрологии, автоматизации и информационных технологий и телекоммуникаций;
- управления по разработке месторождений;
- центральной инженерно-технологической службы;
- укрупненного нефтепромысла;
- структурных подразделений, подчиненных заместителю главного инженера – главному энергетiku;
- сектора химизации производственных процессов;
- группы контроля качества;
- управления по организации буровых работ;
- транспортного управления,



а также иными работниками, задействованными в процессах разработки месторождений, добычи, сбора, транспортировки, подготовки, измерений, проведения учётных операций, метрологического обеспечения учёта, оформления результатов учёта и реализации нефти.

Структурные подразделения ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» при оформлении договоров с подрядными организациями, задействованными в процессе приема, подготовки, транспортировки и сдачи нефти, обязаны включать в договоры пункт о неукоснительном выполнении подрядной организацией требований, установленных настоящей Технологической инструкцией (весь локальный нормативный документ подлежит передаче подрядным организациям).

Структурные подразделения при оформлении договоров с подрядными организациями, оказывающими услуги бухгалтерского и налогового учета, обязаны включать в договоры соответствующие условия, для соблюдения подрядной организацией требований, установленных настоящей Технологической инструкцией.

ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСПОЛНЕНИЯ

Настоящая Технологическая инструкция является локальным нормативным документом постоянного действия.



2. ГЛОССАРИЙ

2.1. ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

В настоящей Технологической инструкции используются термины Корпоративного глоссария: *Дебит скважины, Естественное изменение содержания воды в жидкости, Залежь углеводородного сырья (Залежь), Исполнительный баланс, Косвенный метод динамических измерений массы, Масса балласта, Масса брутто нефти, Масса нетто нефти, Мера вместимости, Мера полной вместимости, Нефть, Нефть на производственно-технологические нужды, Общество Группы (ОГ), Партия нефти, Подготовка нефти (ПН), Подрядная организация (Подрядчик), Приемно-сдаточный пункт (ПСП), Прямой метод динамических измерений массы, Пункт подготовки нефти (ППН), Рабочая комиссия по инвентаризации нефти, Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН), Система сбора и подготовки нефти, Структурное подразделение, Технологический остаток нефти, Товарная нефть (Нефть), Товарная нефть нефтегазодобывающей организации, Товарный остаток нефти, Участок недр, Учет нефти.*

2.2. ТЕРМИНЫ ИЗ ВНЕШНИХ ДОКУМЕНТОВ

В настоящей Технологической инструкции используются термины из внешних документов: *Методика (метод) измерений, Нефтегазоводяная смесь, Участок недр.*

2.3. ТЕРМИНЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА

БАЛЛАСТ НЕФТИ	– масса содержащихся в нефти воды, хлористых солей и нерастворимых в воде твердых веществ в виде осадка или во взвешенном состоянии, определенных с применением средств измерений и (или) результатов лабораторных испытаний.
«МЕРТВЫЙ» (НЕМОБИЛЬНЫЙ) ОСТАТОК	– объем нефти, находящейся ниже приемно-раздаточного патрубка, а также количество нефти в трубопроводах, которое нельзя извлечь из системы штатными техническими средствами.
ДОБЫТАЯ НЕФТЬ	– нефть, извлеченная из недр на земную поверхность.
ДОБЫЧА НЕФТИ	– комплекс технологических и производственных процессов по извлечению нефти из недр на земную поверхность, сбору и подготовке.
ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ ОСТАТКОВ НЕФТИ	– установленная последовательность практических действий по документальному подтверждению фактического наличия нефти в системе сбора и подготовки в ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» с целью обеспечения достоверности отчетных документов.
КИС «ТИС-ДОБЫЧА»	– комплекс информационных систем, технологическая информационная система «Добыча».



КОМПАНИЯ	–	группа юридических лиц различных организационно-правовых форм, состоящая из ПАО «НК «Роснефть» и подконтрольных ему Обществ Группы.
КОСВЕННЫЕ ИЗМЕРЕНИЙ НЕФТИ	МЕТОДЫ МАССЫ	– методы измерений, при которых значение массы нефти определяют на основании результатов прямых измерений объема (объемного расхода) или уровня нефти в резервуарах, а также ее плотности, давления, температуры, либо гидростатического давления, температуры и уровня нефти в резервуарах.
МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЙ	(МЕТОД)	– совокупность конкретно описанных операций, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений с установленными показателями точности [Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»].
НЕФТЕГАЗОВОДЯНАЯ СМЕСЬ	–	смесь, извлеченная из недр, содержащая углеводороды широкого физико-химического состава, попутный нефтяной газ, воду, минеральные соли, механические примеси и другие химические соединения. Понятия «нефтегазоводяная смесь» и «скважинная жидкость» равнозначны.
НЕФТЬ ТРЕТЬИХ ЛИЦ	–	нефть, принятая у третьих лиц для подготовки и транспортировки или приобретенная (купленная) на основании хозяйственных договоров.
НОРМАТИВЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ НЕФТИ	–	укрупненные нормы, учитывающие общие удельные технологические потери нефти в целом по ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», утверждённые в порядке, определённом Правительством РФ. Дифференцированы по лицензионным участкам, и/или основным технологическим процессам нефтепромыслового производства.
ОБЪЕКТ СБОРА ПОДГОТОВКИ НЕФТИ	И	– трубопроводы, аппараты и резервуары, а также емкости и нагревательное оборудование, используемые при технологических процессах по обезвоживанию, обессоливанию и стабилизации нефтегазоводяной смеси с целью получения нефти, соответствующей требованиям национального стандарта.
ОСТАТОК НЕФТИ	–	фактическое количество массы нетто нефти на объектах сбора и подготовки нефти.
ОТЧЕТНЫЙ ПЕРИОД	–	период времени (календарный месяц), по окончании которого определяется количество добытой нефти в ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» и составляется исполнительный баланс.



ПОКАЗАТЕЛИ НЕФТИ	–	количественные и физико-химические характеристики нефти (давление, температура, содержание воды, механических примесей, хлористых солей, хлорорганических соединений), определяемые с применением методов прямых и косвенных измерений, а также путем лабораторных измерений.
ПОТЕРИ НЕФТИ НЕПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ	–	количество нефти, безвозвратно утраченное на объектах сбора и подготовки нефти, обусловленное нарушением нормативных и (или) технических документов, регламентирующих эксплуатацию оборудования и (или) сооружений, аварийными разливами и ситуациями, не предусмотренными проектной документацией на разработку месторождения.
ПОТЕРИ НЕФТИ ФАКТИЧЕСКИЕ	–	количество нефти, безвозвратно утраченное на объектах сбора и подготовки нефти.
ПОТЕРИ НЕФТИ ФАКТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ	–	количество нефти, безвозвратно утраченное на объектах сбора и подготовки нефти, обусловленное технологическим процессом сбора и подготовки нефти.
ПРЯМЫЕ МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЙ МАССЫ НЕФТИ	–	методы, основанные на непосредственных измерениях массы нефти с применением средств измерений массы или массового расхода
РУКОВОДИТЕЛЬ ОБЩЕСТВА	–	единоличный исполнительный орган Общества Группы.
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА	–	расчет «мертвых» (немобильных) и технологических остатков нефти в технологических аппаратах, емкостях, резервуарах, трубопроводах ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».
ТОВАРНЫЙ ОСТАТОК НЕФТИ ТРЕТЬИХ ЛИЦ	–	остаток нефти, принятый Обществом Группы для подготовки и транспортировки от третьих лиц на основании их заявок и актов приема-сдачи, подготовленной в соответствии с ГОСТ Р 51858, ГОСТ 31378, но не сданный потребителю.
ТРАНСПОРТНОЕ УПРАВЛЕНИЕ	–	структурное подразделение Общества, отвечающее за организацию транспортного обеспечения для перевозки нефти в автоцистернах.
ТРЕТЬИ ЛИЦА	–	хозяйственные общества, в которых ПАО «НК «Роснефть» не имеет прямой, либо косвенной доли в уставных капиталах, некоммерческие организации, в состав органов которых не входят представители Компании, а также лица, не являющиеся работниками и не занимающие должности в органах



управления ПАО «НК «Роснефть» и Обществ Группы.

- УЧЕТНЫЕ ОПЕРАЦИИ
- последовательно выполняемые организационные, технологические, измерительные и вычислительные действия по определению массы нетто нефти, а также составлению первичных учетных документов.

2.4. СОКРАЩЕНИЯ

- | | |
|-------------------------|--|
| АРМ | – автоматизированное рабочее место. |
| АСН | – автоматизированная система налива. |
| АЦ | – автомобильная цистерна. |
| БИК | – блок измерения показателей качества. |
| БКНС | – блочная кустовая насосная станция. |
| БУХГАЛТЕРСКАЯ
СЛУЖБА | – специализированная организация, оказывающая Обществу услуги по бухгалтерскому и налоговому учету в соответствии с договором об оказании услуг. |
| ГК | – газовый конденсат. |
| ДНГД | – Департамент нефтегазодобычи ПАО «НК «Роснефть». |
| ДНС | – дожимная насосная станция. |
| ИВК | – измерительно-вычислительный комплекс. |
| ИЛ | – измерительная линия. |
| ИУ | – измерительная установка. |
| ИХАЛ | – испытательная (химико-аналитическая) лаборатория ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз». |
| КНС | – кустовая насосная станция. |
| ЛУ | – лицензионный участок. |
| МИ | – методика измерений. |
| МН | – магистральный нефтепровод. |
| НГКМ | – нефтегазоконденсатное месторождение. |
| НДПИ | – налог на добычу полезных ископаемых. |
| ОБЩЕСТВО | – общество с ограниченной ответственностью «Славнефть-Красноярскнефтегаз»
(ООО «Славнефть- |



	Красноярскнефтегаз»).
ОПН	– отдел подготовки нефти управления подготовки нефти, газа и поддержания пластового давления ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».
ПДС	– производственно-диспетчерская служба укрупненного нефтепромысла ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».
ПО К МИ	– программное обеспечение к методике измерений.
ПОН	– пункт отпуска нефти.
ПСН	– пункт слива нефти.
РВС	– резервуар вертикальный стальной.
СИ	– средство измерений.
СОИ	– система обработки информации.
СХПП	– сектор химизации производственных процессов ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».
ТН	– транспортная накладная.
ТТН	– товарно-транспортная накладная.
УДНГ	– управление добычи нефти и газа ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».
УНП	– укрупненный нефтепромысел ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».
УОБР	– управление по организации буровых работ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».
УПН	– установка подготовки нефти.
УПНГИППД	– управление подготовки нефти, газа и поддержания пластового давления ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».
УПСВ	– установка предварительного сброса воды.
УРМ	– управление по разработке месторождений ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».
УЭБ	– управление по экономической безопасности ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».
УЭТ	– управление эксплуатации трубопроводов



ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

Ф.И.О.	– фамилия, имя, отчество.
ЦДНГ	– цех добычи нефти и газа ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».
ЦИТС	– центральная инженерно-технологическая служба ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».
ЦППН	– цех по подготовке и перекачке нефти ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».
ЦПС	– центральный пункт сбора.
ЦЭРТ	– цех по эксплуатации и ремонту трубопроводов ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».
ЦЭЭО	– цех по эксплуатации энергетического оборудования ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».
ЧОП	– частное охранное предприятие.
ШФЛУ	– широкая фракция легких углеводородов.



3. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

3.1. Настоящая Технологическая инструкция разработана с целью установления единых требований к:

- сведениям, предоставляемым в соответствующие Федеральные органы исполнительной власти;
- определению налоговой базы по налогу на добычу полезных ископаемых;
- проведению взаимных расчетов между сдающей и принимающей сторонами;
- порядку учета нефти, а также организации контроля отпуска нефти в автомобильные автоцистерны;
- планированию и оценке мероприятий по совершенствованию и повышению эффективности разработки участков недр;
- оперативному управлению технологическими процессами добычи, сбора, подготовки и транспортировки нефти.

3.2. Основными задачами настоящей Технологической инструкции являются:

- определение единого подхода к учету нефти;
- установление порядка организации учёта в процессе добычи, сбора, подготовки и транспортировки нефти.

3.3. Учет нефти представляет собой упорядоченный сбор, регистрацию и обобщение информации в натуральном выражении о добыче, наличии и движении нефти путем документального оформления всех операций, связанных с добычей, сбором, подготовкой, транспортировкой, расходом, приемом и отпуском нефти в порядке, установленном действующим законодательством РФ и настоящей Технологической инструкцией.

3.4. Учет нефти, в том числе для целей налогообложения НДС, осуществляется в единицах измерений массы – тоннах, с точностью до третьего знака после запятой. Единицы измерений показателей качества нефти определяются действующими нормативными документами на методы испытаний.

3.5. Нефть, передаваемая для транспортировки в систему МН ПАО «Транснефть» либо иному получателю, должна сопровождаться паспортом качества нефти, устанавливающим соответствие значений показателей нефти, полученных в результате лабораторных испытаний, требованиям нормативной документации, составляемым по форме, установленной Министерством энергетики РФ (Для отгрузки на территорию таможенного союза паспорт качества нефти должен соответствовать требованиям технического регламента Таможенного союза (ТР ЕАЭС 045/2017).

3.6. В соответствующие Федеральные органы исполнительной власти Общество должно представлять сведения для составления территориального и государственного балансов запасов полезных ископаемых, о выполнении условий лицензионных соглашений по уровню добычи нефти на участке (участках) недр и рациональном использовании недр. Порядок представления сведений устанавливается законодательством Российской Федерации и нормативными документами соответствующих Федеральных органов исполнительной власти.

3.7. При осуществлении учётных операций с нефтью:

- объём нефти и масса брутто нефти определяются с применением СИ:



- ♦ в АЦ в соответствии МИ 3655-2021;
- ♦ в резервуарах в соответствии МИ 3648-2021;
- масса нетто нефти определяется как разность между массой брутто и массой балласта;
- масса балласта определяется с применением СИ и результатов лабораторных испытаний;
- показатели качества, составляющие балласта, определяются методами, установленными ГОСТ Р 51858 или ГОСТ 31378;
- в зависимости от количества балласта нефть подразделяют на сырую и товарную:
 - ♦ в сырой нефти показатели, характеризующие содержание балласта, превышают нормы, установленные ГОСТ Р 51858, ГОСТ 31378;
 - ♦ в товарной нефти показатели содержания балласта не превышают нормы, установленные ГОСТ Р 51858, ГОСТ 31378.

3.8. По результатам учётных операций, по каждому участку недр определяют:

- дебит каждой скважины за сутки и за отчётный период с учетом отработанного времени;
- массу сырой нефти, извлечённой из недр, по каждому участку недр (или месторождению) и предприятию в целом за отчётный период.

Учетные операции по каждому участку недр проводят в емкостных парках хранения продукции ежедневно по состоянию на 00:00 часов московского времени.

3.9. Расчеты масс и объема дебита нефти для ведения учета производятся согласно постановлению Правительства РФ от 16.05.2014 № 451 «Об утверждении Правил учета нефти».

3.10. Масса нетто добытой нефти в предприятии за отчётный период ($M_{\text{дн}}$) определяется по формуле:

$$M_{\text{дн}} = M_{\text{со}} + M_{\text{т}} - M_{\text{возв}} + M_{\text{тн}} + M_{\text{фп}} + (M_{\text{и(к)}} - M_{\text{и(н)}}) - M_{\text{нст, (т)}} \quad (1)$$

где:

$M_{\text{со}}$ - масса нетто нефти, реализованной третьим лицам для подготовки и/или транспортировки, переработки и/или потребления, (т);

$M_{\text{т}}$ - масса нетто нефти, использованной на производственно-технологические нужды и топливо (т);

$M_{\text{возв}}$ - масса нетто возвратной нефти (учтенной в расходе нефти на производственно-технологические нужды), расходуемой в замкнутой системе добычи, сбора, подготовки и транспортировки нефти на промывку скважин, выкидных линий, автоматизированных замерных установок, проведение операций по текущему ремонту скважин, прогреву забоев скважин горячей нефтью, отдельных элементов нефтесборной системы и т.д., на нужды нефтепереработки, (т). Данная нефть учитывается в сутки отпуска (отгрузки) и считается полностью возвращенной;

$M_{\text{тн}}$ – масса нефти, переданной в систему МН ПАО «Транснефть» определенная косвенным методом статических измерений, учтенной после завершения технологического процесса подготовки нефти;

$M_{\text{фп}}$ - масса нетто фактических потерь нефти за отчетный период, (т);



$M_{и(к)}$ - масса нетто остатков нефти в системе сбора и подготовки на конец отчётного периода, (т);

$M_{и(н)}$ - масса нетто остатков нефти в системе сбора и подготовки на начало отчётного периода, (т);

$M_{нст}$ - масса нетто нефти третьих лиц на ответственном хранении (в том числе для подготовки и/или транспортировки или купленная), (т).

3.11. Добытая нефть реализуется компаниям ПАО «НК» Роснефть», ПАО «Газпром нефть», предприятиям Эвенкийского муниципального района Красноярского края, сдается в систему МН ПАО «Транснефть», передается сторонним организациям в качестве материала, а также используется на топливо и собственные производственно-технологические нужды Общества.

3.12. Учету подлежит вся отобранная в процессе добычи нефть, принадлежащая Обществу на праве собственности, а также нефть, принятая от третьих лиц.

3.13. Далее по тексту под термином «нефть» понимается вся нефть (готовая продукция), находящаяся на балансе Общества.

3.14. Учётные операции с нефтью в Обществе выполняются по следующим показателям:

- масса нетто добытой нефти;
- масса нетто нефти, находящаяся в резервуарах, технологических аппаратах и трубопроводах;
- масса нетто нефти, реализованной по договорам третьим лицам (в т. ч. ПАО «НК» Роснефть», ПАО «Газпром нефть»);
- масса нетто нефти, переданной по договорам третьим лицам и находящейся на ответственном хранении;
- масса нетто нефти, используемой на производственно-технологические нужды и топливо;
- масса нетто нефти, переданной третьим лицам в качестве материалов при ремонте и строительстве скважин;
- масса нетто фактических потерь нефти за отчетный период.

3.15. Учётные операции с нефтью проводят с целью:

- отражения в бухгалтерском учёте Общества достоверной информации о добыче нефти, формировании себестоимости готовой продукции и формирования исполнительного баланса нефти;
- оценки результатов производственной деятельности.

3.16. При учете нефти отчетным периодом признается календарный месяц.

3.17. По итогам отчётного периода в Обществе составляется исполнительный баланс по форме [Приложения 1](#), который утверждается первым заместителем генерального директора по производству – главным инженером и подписывается начальником ЦИТС, начальником УПНГиППД, начальником УДНГ, начальником УРМ.

3.18. Исполнительный баланс формируется на основании первичных документов (оригинальные экземпляры), обосновывающих каждую статью данного баланса в натуральном выражении.





4. ТРЕБОВАНИЯ К МЕТОДАМ И СРЕДСТВАМ ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА И КАЧЕСТВА НЕФТИ

4.1. Метрологическое обеспечение учета нефти должно соответствовать требованиям действующих законодательных и нормативных документов, указанных в [Приложении 2](#) с применением МИ, аттестованных в установленном порядке.

4.2. Погрешность измерений массы нефти, соответствующей по качеству ГОСТ Р 51858, ГОСТ 31378, устанавливается аттестованной в установленном порядке МИ в соответствии с ГОСТ 8.587.

4.3. Погрешность измерений массы сырой нефти, принимаемой от третьих лиц или передаваемой третьим лицам на подготовку и транспортировку и не соответствующей по качеству ГОСТ Р 51858, ГОСТ 31378, устанавливается в договоре между сдающей и принимающей стороной, с учетом требований МИ 2693 и ГОСТ Р 8.1016-2022.

4.4. Погрешность измерений массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси по отдельным скважинам и группам скважин устанавливаются в МИ на основании технических характеристик (паспорта) завода-изготовителя на ИУ или СИ. МИ разрабатывается и поставляется заводом-изготовителем со свидетельством об аттестации и регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

4.5. Погрешности измерений массы нефти при отпуске на собственные технологические нужды и топливо, на производство нефтепродуктов устанавливаются исходя из выбранного метода измерений массы нефти в соответствии с ГОСТ 8.587 и экономической целесообразности с учетом требований технического (технологического) проекта разработки месторождения.

4.6. СИ и меры полной и неполной вместимости, применяемые для измерений массы нефти при проведении учётных операций с третьими лицами, могут принадлежать как сдающей, так и принимающей стороне.

Примечание:

При использовании СИ, принадлежащих третьим лицам, последние должны регулярно (периодичность определяется Обществом) предоставлять действующие свидетельства о поверке (копии) СИ. Условие о предоставлении свидетельств должно быть закреплено в договорах с этими организациями.

4.7. Качество нефти для определения массы определяют по результатам измерений параметров её физико-химических свойств (показателей качества) в ходе каждой учётной операции. Показатели качества нефти определяют по отобранной пробе в ИХАЛ. Отбор пробы нефти производят в соответствии с требованиями, установленными ГОСТ 2517 на методы отбора проб.

4.8. ИЛ (ИХАЛ), выполняющие испытания нефти, должны соответствовать требованиям ГОСТ ISO/IEC 17025-2019 «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий».

4.9. ИЛ, выполняющие испытания нефти для ведения товарно-коммерческих операций сдачи/приема нефти третьих лиц или в систему ПАО «Транснефть», должны быть



аккредитованы в порядке, установленном Федеральным законом от 28.12.2013 № 412-ФЗ «Об аккредитации в национальной системе аккредитации».

4.10. В ИЛ (ИХАЛ) должен быть организован внутренний контроль качества результатов испытаний в соответствии с РМГ 76, РМГ 61, ГОСТ Р ИСО 5725-6.

4.11. К применению в учете нефти допускаются СИ утвержденного типа, прошедшие поверку в соответствии с положениями Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».

4.12. ИВК сбора и обработки информации, используемые в системах учета нефти и нефтепродуктов, и прикладное программное обеспечение таких ИВК должны быть аттестованы в соответствии с МИ 2174 и МИ 2676.



5. ПОРЯДОК УЧЁТА НЕФТИ ПО СКВАЖИНАМ

5.1. В целях определения массы нетто нефти, добытой из каждой скважины (группы скважин) в отчетный период, измерение количества нефтегазоводяной смеси (суточная производительность) и определение содержания воды в нефтегазоводяной смеси (в процентах) с учетом времени и работы скважины производится не реже 1-го раза в месяц, если иное не установлено законодательством Российской Федерации о налогах и сборах.

5.2. Результаты измерения дебита скважины и определение содержания воды в нефтегазоводяной смеси (в процентах) принимаются в качестве постоянных величин на период до следующего измерения и определения (период измерения).

5.3. Количество нефтегазоводяной смеси, а также ее компонентов, в том числе нефти, по скважине (группе скважин) определяется с использованием:

- стационарных или передвижных ИУ;
- градуированных емкостей;
- весоизмерительных установок;
- АЦ для перевозки нефтегазоводяной смеси с одиночных скважин или групп скважин на объекты подготовки нефти;
- СИ и результатов лабораторных испытаний.

5.4. При определении массы нефти косвенным методом динамических измерений результаты измерения объема в рабочих условиях (при рабочих температуре и давлении) приводят к стандартным условиям согласно ГОСТ Р 8.587.

5.5. В зависимости от применяемых СИ при измерении дебита скважин часть параметров измеряется непосредственно на скважине (объем, температура, давление, масса), часть – в ИХАЛ по отобранной согласно ГОСТ 2517 устьевой пробе нефти для определения балласта.

5.6. Ежесуточно по результатам измерений на скважинах составляется эксплуатационный рапорт по каждому участку недр, с разделением (при необходимости) по территориальным областям.

5.7. Форма ежесуточного эксплуатационного рапорта устанавливается в Обществе самостоятельно, при этом рапорт должен содержать по каждой скважине следующую информацию:

- номер скважины;
- номер куста скважин (на котором расположена скважина);
- принадлежность скважины к участку недр (залежи углеводородного сырья, месторождению);
- территориальную принадлежность скважины;
- способ эксплуатации (электроцентробежный насос, штанговый глубинный насос и т.д.);
- состояние скважины (эксплуатация, ремонт, бездействие, консервация и т.д.);
- дебит (суточная производительность) скважины отдельно по нефти (в тоннах и м³), газу (в тыс. м³) и воде (в тоннах и м³);
- отработанное скважиной время (за сутки).



5.8. На основании ежесуточных эксплуатационных рапортов в Обществе составляют и утверждают сводный рапорт, содержащий оперативную информацию по добыче нефти и газа, обводненности продукции скважин и времени работы скважин в Обществе в целом за отчетный период (календарный месяц).

5.9. Форма сводного рапорта за отчетный период устанавливается в Обществе самостоятельно, при этом скважины должны быть сгруппированы по принадлежности к участку недр (месторождению).

5.10. Дебит i -й скважины по нефтегазоводяной смеси в j -й период измерения в течение отчетного периода определяется:

- с использованием ИУ, оборудованных преобразователями объемного расхода, или градуированных емкостей, не оснащенных системами измерения массы ($Q_{\text{жид } i}^j$) – по формуле:

$$Q_{\text{жид } i}^j = \frac{Q_{\text{СКВ } i}^j}{t_i^j} \times 24 \quad (2)$$

где:

$Q_{\text{СКВ } i}^j$ – объем нефтегазоводяной смеси, извлеченной из i -й скважины (м^3) за время t_i^j (часов), в течение которого осуществлялось измерение дебита в j -й период измерения;

- с использованием ИУ, оборудованных преобразователями массового расхода, установок и емкостей, оснащенных системами измерения массы ($M_{\text{жид } i}^j$) – по формуле:

$$M_{\text{жид } i}^j = \frac{M_{\text{СКВ } i}^j}{t_i^j} \times 24 \quad (3)$$

где:

$M_{\text{СКВ } i}^j$ – масса нефтегазоводяной смеси, извлеченной из i -й скважины (тонн) за время t_i^j (часов), в течение которого осуществлялось измерение дебита в j -й период измерения.

5.11. Дебит i -й скважины по массе нетто нефти в j -й период измерения в течение отчетного периода с применением косвенных методов измерений определяется:

- по объему нефти ($Q_{\text{НЕФ } i}^j$) – по формуле:

$$Q_{\text{НЕФ } i}^j = Q_{\text{жид } i}^j \times (1 - W_{\text{Q } i}^j) \times K_{\text{СГ } i}^j \times K_{\text{РГ } i}^j \quad (4)$$

где:

$Q_{\text{жид } i}^j$ – дебит i -й скважины по нефтегазоводяной смеси в j -й период измерения ($\text{м}^3/\text{сут.}$);

$W_{\text{Q } i}^j$ – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, извлеченной из j -й скважины в j -й период измерения в течение отчетного периода;

$K_{\text{СГ } i}^j, K_{\text{РГ } i}^j$ – коэффициенты, учитывающие наличие свободного и растворенного газа в нефти i -й скважины в j -й период измерения в течение отчетного периода, определяемые в порядке, установленном Министерством энергетики Российской Федерации, исходя



из состава нефтегазоводяной смеси с применением статистических и экспериментальных данных.

- по массе нетто нефти ($M_{\text{НЕФ } i}^j$) – по формуле:

$$M_{\text{НЕФ } i}^j = Q_{\text{НЕФ } i}^j \times \rho_i^j \quad (5)$$

где:

$Q_{\text{НЕФ } i}^j$ – дебит i -й скважины по объему нефти ($\text{м}^3/\text{сут.}$);

ρ_i^j – плотность нефти i -й скважины в j -й период измерения, определенная в порядке, установленном Министерством энергетики Российской Федерации, исходя из состава нефтегазоводяной смеси ($\text{тонн}/\text{м}^3$).

5.12. Дебит i -й скважины по массе нетто нефти в j -й период измерения в течение отчетного периода ($M_{\text{НЕФ } i}^j$) с применением прямых методов измерений определяется по формуле:

$$M_{\text{НЕФ } i}^j = M_{\text{ЖИД } i}^j \times (1 - W_{\text{М } i}^j) \quad (6)$$

где:

$M_{\text{ЖИД } i}^j$ – дебит i -й скважины по нефтегазоводяной смеси в j -1 период измерения в течение отчетного периода ($\text{тонн}/\text{сут.}$);

$W_{\text{М } i}^j$ – массовая доля воды в нефтегазоводяной смеси, извлеченной из j -й скважины в j -й период измерения в течение отчетного периода.

5.13. Результаты определения дебитов скважин по нефтегазоводяной смеси, содержания воды в нефтегазоводяной смеси, массы нетто нефти по каждой скважине в каждый период измерения в течение отчетного периода фиксируются в эксплуатационном рапорте не реже 4-х раз в месяц, или 1 раза в каждую неделю (в случае неполного месяца работы скважины), если иное не установлено законодательством Российской Федерации.

5.14. На основании данных эксплуатационного рапорта по скважине и массы нетто нефти, добытой в отчетный период ($D_{\text{Ф}}$), определяется масса нетто нефти, добытой по каждой скважине месторождения (участка недр) в отчетный период. На основании массы нетто нефти, добытой по каждой скважине в отчетный период, составляется сводный месячный эксплуатационный рапорт по форме, указанной в [Приложении 3](#), содержащий информацию о массе нетто нефти, добытой в отчетный период по каждой скважине, каждой залежи месторождения и по месторождению (участку недр) в целом, по форме, установленной Министерством энергетики Российской Федерации.

5.15. Определение массы нетто нефти, добытой в отчетный период, осуществляется в следующем порядке:

- для участка недр ($D_{\text{НЕФЛУ}}$) – по формуле:

$$D_{\text{НЕФЛУ}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{ЛУ}}} M_{\text{НЕФСВ } i}^{\text{УТОЧН}} \quad (7)$$

где:



$M_{\text{НЕФСВ } i}^{\text{УТОЧН}}$ – масса нетто нефти, добытой через i -ю скважину в отчетный период (тонн);

$N_{\text{ЛУ}}$ – количество скважин на участке недр (штук).

- для пласта ($D_{\text{НЕФПЛ}}$) – по формуле:

$$D_{\text{НЕФПЛ}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{ПЛ}}} M_{\text{НЕФСВ } i}^{\text{УТОЧН}} \quad (8)$$

где:

$M_{\text{НЕФСВ } i}^{\text{УТОЧН}}$ – масса нетто нефти, добытой через i -ю скважину в отчетный период (тонн);

$N_{\text{ПЛ}}$ – количество скважин, которыми разрабатывается пласт (штук).

Формула 8 применяется в тех случаях, когда все скважины участка недр однопластовые.

- для залежи ($D_{\text{НЕФЗАЛ}}$) – по формуле:

$$D_{\text{НЕФЗАЛ}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{ЗАЛ}}} M_{\text{НЕФСВ } i}^{\text{УТОЧН}} \quad (9)$$

где:

$M_{\text{НЕФСВ } i}^{\text{УТОЧН}}$ – масса нетто нефти, добытой через i -ю скважину в отчетный период (тонн);

$N_{\text{ЗАЛ}}$ – количество скважин, которыми разрабатывается залежь (штук).

Формула 9 применяется в тех случаях, когда каждая из скважин участка недр извлекает нефть только из одной залежи.

5.16. При наличии расхождения между массой нетто нефти ($D_{\text{Ф}}$), определенной в соответствии с пунктом 3.10. настоящей Технологической инструкции, и суммарной массой нетто нефти в нефтегазоводяной смеси, извлеченной в течение отчетного периода, определяется по результатам измерения дебитов скважин по массе нетто нефти, осуществляется уточнение результатов определения массы нетто нефти, добытой в отчетный период по каждой скважине.

5.17. Разница между массой нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси, извлеченной из недр в отчетный период, определенной по результатам измерений дебитов скважин по массе нетто нефти, и массой нетто нефти ($D_{\text{Ф}}$) (дисбаланс) (ΔM) определяется по формуле:

$$\Delta M = \sum_{i=1}^n M_{\text{НЕФСВ } i} - D_{\text{Ф}} \quad (10)$$

где:

$M_{\text{НЕФСВ } i}$ – масса нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси, извлеченной из i -й скважины месторождения (участка недр) в отчетный период (тонн);

n – количество скважин, извлеченная нефтегазоводяная смесь из которых используется в технологическом процессе подготовки нефти (штук).



Масса нетто нефти, добытой через i -ю скважину в отчетный период ($M_{\text{НЕФСВ } i}^{\text{УТОЧН}}$), определяется по формуле:

$$M_{\text{НЕФСВ } i}^{\text{УТОЧН}} = M_{\text{НЕФСВ } i} - \Delta M \times \left[\frac{M_{\text{НЕФСВ } i} \times \Delta \text{СИ}_{\text{СКВ}}^i}{\sum_{i=1}^n (M_{\text{НЕФСВ } i} \times \Delta \text{СИ}_{\text{СКВ}}^i)} \right] \quad (11)$$

где:

$M_{\text{НЕФСВ } i}$ – масса нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси, извлеченной из i -й скважины в отчетный период (тонн);

ΔM – дисбаланс (тонн);

$\Delta \text{СИ}_{\text{СКВ}}^i$ – погрешность СИ, с помощью которых проведено измерений количества нефтегазоводяной смеси, извлеченной из i -й скважины (процентов);

n – количество скважин, нефтегазоводяная смесь из которых используется в технологическом процессе подготовки нефти (штук).

Масса нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси, извлеченной из i -й скважины в отчетный период ($M_{\text{НЕФСВ } i}$) определяется по формуле:

$$M_{\text{НЕФСВ } i} = \sum_1^j (M_{\text{НЕФ } i}^j \times T_i^j) \quad (12)$$

где:

$M_{\text{НЕФ } i}^j$ – дебит i -й скважины по массе нетто нефти в j -м периоде измерений (тонн/сут.);

j – количество измерений дебитов скважин в отчетный период;

T_i^j – количество суток работы в j -м периоде измерений i -й скважины в течение отчетного периода.

5.18. Погрешность СИ принимается исходя из свидетельств об утверждении типа СИ, либо на основании расчета, проводимого в соответствии с законодательством Российской Федерации об обеспечении единства СИ.

5.19. При строительстве или реконструкции наземной инфраструктуры разрабатываются мероприятия по приведению объектов по измерению массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси и объема нефтяного газа по отдельным скважинам и по участкам недр (месторождениям) в соответствии с требованиями настоящей Технологической инструкции.

5.20. Измерения количества нефти в составе нефтегазоводяной смеси и газа по отдельной скважине выполняют с применением ИУ, которые должны соответствовать техническим характеристикам завода-изготовителя и проектам, с пределами допускаемой основной относительной погрешности измерений в соответствии с требованиями пункта 4.4. настоящей Технологической инструкции.

5.21. Результаты определения количества нефти, извлеченной из недр за отчетный период по каждому участку недр и по Обществу в целом, заносят в исполнительный баланс.



5.22. Глубина (время сохранения) архива на бумажном носителе или электронного архива СОИ (при наличии) должна соответствовать законодательству Российской Федерации и действующим нормативным документам, но не менее 5 лет после отчетного периода согласно ст. 29 Федерального закона от 06.12.2011 № 402-ФЗ «О бухгалтерском учете».



6. ПОРЯДОК УЧЁТА НЕФТИ ПРИ ОТПУСКЕ

6.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

6.1.1. Должностные лица, ответственные за отпуск, учет и использование нефти на производственно-технологические нужды и топливо, за отпуск нефти сторонним организациям, составление и подписание сопутствующих документов, назначаются приказом. Полномочия должностных лиц оформляются доверенностями. Подлинники доверенностей находятся у ответственных представителей Общества.

6.1.2. Отпуск нефти на собственные производственно-технологические нужды и топливо, сторонним организациям в качестве материала и по договорам реализации нефти с объектов подготовки нефти разрешает начальник ЦППН / заместитель начальника ЦППН (или лицо, замещающее его на период отсутствия), ответственный за организацию учета и отпуска нефти, на основании месячной заявки на отпуск нефти на производственно-технологические нужды и топливо, сторонним организациям в качестве материала [Приложение 4](#), требования-накладной на отпуск партии нефти [Приложение 5](#) и разового талона на отпуск нефти [Приложение 6](#). Нефть, отпускаемая в АЦ на собственные нужды и топливо, и сторонним организациям должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 51858.

6.1.3. Должностные лица, ответственные за отпуск, получение и использование нефти, несут материальную ответственность в установленном в Обществе порядке. Отпуск нефти в АЦ производится только в дневное время суток. Отпуск нефти в темное время суток возможен в случае производственной необходимости и при технологической возможности ПОН. Отпуск нефти разрешается производить в ночное время по согласованию с ЦИТС, начальником/заместителем начальника УНП и УЭБ с оформлением необходимых документов. Ночным временем принято считать период с 22:00-06:00. Отпуск нефти сторонним организациям не производится в последний день отчетного месяца, за исключением аварийных ситуаций или иных действий.

При отсутствии средств измерений массового расхода и средств измерений массы на пункте отпуска (налива) для измерения массы нефти применяется косвенный метод статического измерения массы нефти (МИ 3648-2021). При наличии средств измерений на пункте отпуска (налива) для измерения массы нефти применяется прямой метод динамических (МИ 3659-2021) или косвенный метод статических измерений массы нефти (МИ 3651-2021).

6.2. ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТИ ПО ЛИЦЕНЗИОННЫМ УЧАСТКАМ

6.2.1. Измерение массы нефти по каждому лицензионному участку производят при помощи СИКН или мер вместимости. Измерение массы нефти при помощи мер вместимости используется как резервная (по отношению к основной схеме – СИКН) или временная (до оснащения СИКН) схема измерений.

6.2.2. При использовании СИКН руководствуются прямым методом динамических измерений с использованием преобразователей массового расхода. Массу нетто нефти определяют в строгом соответствии с МИ по результатам измерений:

- массы брутто нефти с помощью преобразователей массового расхода;
- массы балласта по содержанию воды в нефтяной смеси, механических примесей, хлористых солей в объединенной пробе нефти.

6.2.3 При определении массы нетто нефти при помощи мер вместимости руководствуются косвенным методом статических измерений в строгом соответствии с МИ, согласно:



- уровня нефтяной смеси в резервуаре;
- плотности отобранной пробы;
- температуры;
- объёма нефти по градуировочной таблице на резервуар с использованием результата измерения уровня;
- содержания в нефтяной смеси воды, механических примесей, хлористых солей.

6.3. ПОРЯДОК УЧЕТА И ОФОРМЛЕНИЯ ДОКУМЕНТАЦИИ ДЛЯ НЕФТИ, СДАВАЕМОЙ В СИСТЕМУ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

6.3.1. Учет нефти в процессе сдачи в систему МН ПАО «Транснефть» производится в соответствии с Регламентом взаимоотношений ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» и ООО «Транснефть - Восток» для обеспечения безопасного режима работы МН «Куюмба – Тайшет» и ведения учетных операций на ПСП «Куюмба» с применением СИКН №1518, утвержденным руководителями взаимодействующих организаций.

Измерение массы нефти при помощи СИКН является приоритетным. Измерение массы нефти при помощи мер вместимости используется как резервная (по отношению к основной схеме – СИКН) или временная (до оснащения СИКН) схема измерений.

6.3.2. Отпуск нефти производится партиями. При отпуске партии нефти определяют (измеряют) ее массу и значения физико-химических показателей качества.

При измерении массы нефти при помощи мер вместимости учет нефти осуществляется отдельно по каждой мере вместимости.

6.3.3. Исследования физико-химических показателей качества нефти проводятся в аккредитованной в установленном порядке химико-аналитической лаборатории. В область аккредитации включен весь перечень показателей, регламентированных ГОСТ Р 51858. Форма документа о качестве (паспорт качества) по результатам определения показателей качества партии нефти в ИХАЛ приведена в [Приложении 7](#) настоящей Технологической инструкции.

6.3.4. Масса брутто сдаваемой нефти определяется прямым методом динамических измерений при помощи массометров, входящих в состав СИКН.

6.3.5. Учет сдаваемой нефти осуществляется по массе нетто в тоннах, с точностью до третьего знака после запятой с занесением информации в товарную накладную.

6.3.6. Масса нетто по каждой партии определяется на основании массы брутто и протоколов испытаний физико-химических показателей качества нефти:

$$M_{\text{нетто}} = M_{\text{брутто}} - M_{\text{балласта}} \quad (13)$$

где:

$$M_{\text{балласта}} = M_{\text{мех. примесей}} + M_{\text{хлор. солей}} + M_{\text{воды}}.$$

6.3.7. По результатам учетных операций, составляются акты приема-сдачи нефти по форме, указанной в [Приложении 8](#) с приложением документа о качестве. Акт приема-сдачи нефти оформляется в соответствии с требованиями действующих нормативных документов,



утвержденных Министерством энергетики Российской Федерации и зарегистрированных в Министерстве юстиции Российской Федерации.

6.4. ПОРЯДОК УЧЕТА ПРИ ОТПУСКЕ НЕФТИ НА ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НУЖДЫ И ТОПЛИВО

6.4.1. На производственно-технологические нужды и топливо в Обществе используется нефть собственной добычи.

6.4.2. В количество возвратной нефти, расходуемой на производственно-технологические нужды, включается использование нефти в замкнутой системе добычи, сбора, подготовки и транспортировки нефти на промывку скважин, выкидных линий, автоматизированных замерных установок, проведение операций по текущему и капитальному ремонту скважин, прогреву забоев скважин горячей нефтью, отдельных элементов нефтесборной системы и т.д.

6.4.3. Масса нетто нефти, отпущенной в отчетном периоде до завершения технологического процесса подготовки нефти на производство продукции в соответствии с технологическими процессами, на технологические нужды, ремонтные работы (в том числе для закачки в скважины) и использование в качестве топлива ($M_{\text{топ}}$), определяется по формуле:

$$M_{\text{т}} = M_{\text{нп}} + M_{\text{шфлу}} + M_{\text{топ}} + M_{\text{рем}} \quad (14)$$

где:

$M_{\text{нп}}$ – масса нетто нефти, израсходованной в отчетный период на производство нефтепродуктов (тонн);

$M_{\text{шфлу}}$ – масса нетто нефти, израсходованной в отчетный период при получении ШФЛУ (тонн);

$M_{\text{топ}}$ – масса нетто нефти, израсходованной в отчетный период в качестве топлива (тонн);

$M_{\text{рем}}$ – масса нетто нефти, отпущенной в отчетный период на технологические нужды и ремонтные работы (в том числе для закачки в скважины) (тонн).

6.4.4. Фактический расход нефти на производственно-технологические нужды за вычетом возвратной нефти и топлива учитывается при составлении балансов нефти (отражается в расходной части) и в расчетах при определении показателя «масса нетто добыто нефти» ($M_{\text{дн}}$).

6.5. ПОРЯДОК ОФОРМЛЕНИЯ ДОКУМЕНТАЦИИ ПРИ ОТПУСКЕ НЕФТИ НА СОБСТВЕННЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НУЖДЫ, ТОПЛИВО

6.5.1. Договорами с организациями – владельцами автотранспорта, участвующими в перевозке нефти, должна быть предусмотрена обязанность последних предоставить следующие документы:

- в ЦППН: список автотранспорта с указанием марки и государственного номера автомобиля;
- в ПОН:
 - ♦ свидетельство о допуске транспортного средства к перевозке опасного груза;
 - ♦ копии свидетельств, заверенные в установленном порядке, о подготовке водителей транспортных средств, используемых для перевозки опасных грузов;



- ♦ копии действующих свидетельств о поверке АЦ по установленной ГОСТ 8.600 форме, копии действующих свидетельств (сертификатов) об утверждении типа СИ на АЦ.

6.5.2. Отпуск нефти разрешает начальник ЦППН / заместитель начальника ЦППН (или лицо, замещающее его на период отсутствия), ответственный за организацию учета и отпуска нефти, на основании заявки на отпуск нефти на собственные производственно-технологические нужды [Приложение 4](#), требования-накладной на отпуск партии нефти М-11 [Приложение 5](#) и разового талона на отпуск нефти [Приложение 6](#). Отпуск нефти производится только в калиброванные АЦ и в светлое время суток.

6.5.3. Разовый талон на отпуск нефти и его корешок оформляются ЦДНГ (ЦЭЭО). В графах «Затребовал» ставится подпись лица, ответственного за получение нефти (на основании требования-накладной и приказа по назначению ответственных лиц за отпуск, использование и получение нефти). В графе «Разрешил» ставится подпись лица, ответственного за отпуск нефти с ПОН (на основании приказа о назначении ответственных лиц за отпуск, использование и получение нефти). В графе «Отметка работника охраны ЧОП» ставится подпись работника охраны ЧОП, осуществляющего охрану пункта налива по договору. Графу «Автомашина, государственный номер» допускается заполнять на ПОН.

6.5.4. Отпуск нефти на основании копий документов – запрещен.

Работник, осуществляющий отпуск нефти:

- принимает оформленный талон на отпуск нефти и надлежащим образом оформленную требование-накладную М-11 на общую партию отпускаемой нефти в текущем месяце;
- проверяет путевой лист автотранспортного средства, свидетельство о допуске транспортного средства к перевозке опасного груза;
- проверяет свидетельство о поверке АЦ;
- оформляет ТН [Приложение 9](#) в 5-и экземплярах на каждую АЦ: один экземпляр передается в ЧОП, два экземпляра остается у водителя АЦ, четвертый передается принимающему материально-ответственному лицу, пятый экземпляр остаётся у материально-ответственного лица осуществляющего отпуск нефти;
- выполняет измерения и вычисления массы нефти нетто в строгом соответствии с требованиями МИ 3655-2021;
- после налива нефти пломбирует номерными пломбами все горловины АЦ и сливные краны, через которые возможен несанкционированный отбор нефти. Ответственным за учет пломб является мастер по подготовке и стабилизации нефти;
- не допускает превышение количества отпущенной нефти свыше количества указанного в требовании-накладной на общую партию нефти;
- заносит номера пломб в ТН в раздел 6 «Прием груза», строка «фактическое состояние груза, тары, упаковки, маркировки и опломбирования»;
- в ТН в разделе № 6 «Прием груза» в графе «Сдал» и в разделе № 16 «Дата составления, подписи сторон» со стороны «Грузоотправителя» ставится подпись лица, ответственного за отпуск нефти с ПОН или ответственного лица по оформлению первичной документации по оперативному учету отпускаемой продукции (на основании требования-накладной на отпуск месячного количества нефти, утвержденной руководителем и приказа по назначению ответственных лиц за отпуск, использование и получение нефти);



- ТН допускается заполнять как с использованием оргтехники, так и в рукописном варианте на бланках;
- в ТН в разделе «Сведения о грузе» графа «О составленных актах» указывается № акта, указывает возвратную нефть;
- получает 2 экз. документа о качестве нефти, форма документа о качестве нефти приведена в [Приложении 10](#):
 - ♦ первый экземпляр, заверенный подписями, остается в ЦППН;
 - ♦ второй экземпляр, заверенный подписями ЦППН, передается в ЦДНГ (ЦЭЭО);
- производит запись в журнале учета отпуска нефти [Приложение 11](#);
- регистрирует разовые талоны на отпуск нефти в журнале отпуска нефти:
 - ♦ разовые талоны на отпуск нефти хранятся на ПОН;
 - ♦ корешки талонов на отпуск нефти направляются с водителем и остаются в ЦДНГ (ЦЭЭО);
- ежедневно передает в ПДС УНП сведения о количестве отпущенной нефти.

Должностное лицо от ЦППН ответственное за организацию учета и отпуска нефти, ежемесячно в срок до 01 числа, следующего за месяцем, в котором нефть была отпущена, готовит отчетные документы и предоставляет в УПНГиППД (ОПН) в скан-образах посредством электронной почты:

- реестры ТН по каждому цеху (ЦДНГ, ЦЭЭО) [Приложение 12](#);
- реестр отпуска нефти по каждому цеху [Приложение 13](#);
- надлежащим образом оформленные Требования-накладные М-11₂ на отпуск месячного количества нефти (ЦДНГ, ЦЭЭО);
- Акты по использованию нефти [Приложение 14](#);
- Сводный акт по использованию и приема нефти за отчетный месяц [Приложение 15](#).

Отчетные документы хранятся в ЦППН 5 лет, далее уничтожаются с оформлением акта в установленном порядке (при условии проведения проверки (ревизии)).

Один экземпляр реестра ТН и сводный акт по использованию нефти за отчетный месяц остается в подразделении направившему заявку на отпуск нефти. Отчетные документы хранятся 5 лет.

Нефть, отгруженная в АЦ для собственных нужд, должна быть использована в полном объеме. Возврат не использованной нефти на ПОН не допускается.

6.6. ПОРЯДОК ОТПУСКА НЕФТИ НА ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НУЖДЫ СТОРОННИМ ОРГАНИЗАЦИЯМ

6.6.1. Договорами с организациями – владельцами автотранспорта, участвующими в перевозке нефти, должна быть предусмотрена обязанность последних предоставить следующие документы:

- в ЦППН: список автотранспорта с указанием марки и государственного номера автомобиля;
- в ПОН:
 - ♦ свидетельство о допуске транспортного средства к перевозке опасного груза;



- ♦ копии свидетельств, заверенные в установленном порядке, о подготовке водителей транспортных средств, используемых для перевозки опасных грузов;
- ♦ копии действующих свидетельств о поверке АЦ по установленной ГОСТ 8.600 форме, копии действующих свидетельств (сертификатов) об утверждении типа СИ на АЦ.

6.6.2. Отпуск возвратной нефти разрешает начальник ЦППН / заместитель начальника ЦППН (или лицо, замещающее его на период отсутствия), ответственный за организацию учета и отпуска нефти, на основании заявки на отпуск нефти на производственно-технологические нужды сторонним организациям. Отпуск нефти производится только в калиброванные АЦ и в светлое время суток. Отпуск нефти сторонним организациям не производится в последний день отчетного месяца, за исключением аварийных ситуаций или иных действий.

Отпуск нефти на основании копий документов – запрещен.

6.6.3. Работник, осуществляющий отпуск нефти:

- проверяет путевой лист автотранспортного средства, свидетельство о допуске транспортного средства к перевозке опасного груза;
- проверяет свидетельство о поверке АЦ;
- оформляет ТН [Приложение 9](#) в 5-и экземплярах на каждую АЦ: один экземпляр передается в ЧОП, два экземпляра остается у водителя АЦ, четвертый передается принимающему материально-ответственному лицу, пятый экземпляр остаётся у материально-ответственного лица осуществляющего отпуск нефти;
- выполняет измерения и вычисления массы нефти нетто в строгом соответствии с требованиями МИ 3655-2021;
- после налива нефти пломбирует номерными пломбами все горловины АЦ и сливные краны, через которые возможен несанкционированный отбор нефти. Ответственным за учет пломб является мастер по подготовке и стабилизации нефти;
- не допускает превышение количества отпущенной нефти свыше количества указанного в требовании-накладной на общую партию нефти;
- заносит номера пломб в ТН в раздел 6 «Прием груза», строка «фактическое состояние груза, тары, упаковки, маркировки и опломбирования»;
- в ТН в разделе № 6 «Прием груза» в графе «Сдал» и в разделе № 16 «Дата составления, подписи сторон» со стороны «Грузоотправителя» ставится подпись лица, ответственного за отпуск нефти с ПОН или ответственного лица по оформлению первичной документации по оперативному учету отпускаемой продукции (на основании требования-накладной на отпуск месячного количества нефти, утвержденной руководителем и приказа по назначению ответственных лиц за отпуск, использование и получение нефти);
- ТН допускается заполнять как с использованием оргтехники, так и в рукописном варианте на бланках;
- в ТН в разделе «Сведения о грузе» графа «О составленных актах» указывается № акта, указывает возвратную нефть;
- получает 2 экз. документа о качестве нефти, форма документа о качестве нефти приведена в [Приложении 10](#):
 - ♦ первый экземпляр, заверенный подписями, остается в ЦППН;



- ♦ второй экземпляр, заверенный подписями ЦППН, передается сторонней организации;
- производит запись в журнале учета отпуска нефти [Приложение 11](#).

Должностное лицо от ЦППН ответственное за организацию учета и отпуска нефти, ежемесячно в срок до 01 числа, следующего за месяцем, в котором нефть была отпущена, готовит отчетные документы и предоставляет в УПНГиППД (ОПН) в скан-образов посредством электронной почты:

- реестры ТН по каждой сторонней организации [Приложение 12](#);
- реестр отпуска нефти по каждой сторонней организации [Приложение 13](#).

Оригинал реестра ТН и реестра отпуска нефти остается в ЦППН. Отчетные документы хранятся на ЦППН 5 лет, далее уничтожаются с оформлением акта в установленном порядке (при условии проведения проверки (ревизии)).

6.6.4. В случаях:

- при выходе из строя автотранспорта (нефть не доставлена до пункта назначения) производится возврат нефти на ПОН (при не сорванных пломбах), должностное лицо от ЦППН, ЦДНГ, ЦЭРТ:
 - ♦ составляет акт (форма акта приведена в [Приложении 14](#)) в 3 экземплярах (один экземпляр акта остается у должностного лица ЦППН, ЦДНГ, УЭТ, второй передается в Бухгалтерскую службу, третий передается должностному лицу, ответственному за прием на ПОН);
 - ♦ в ТН в разделе 7 «Сдача груза»:
 - строка «фактическое состояние груза, тары, упаковки, маркировки и опломбирования» - указывается № акта;
 - строка «масса груза» - указывает количество возвратной нефти;
 - в ТН в графе «Переадресовка» указывает наименование ПОН;
 - ♦ или в ТН в разделе «Сведения о грузе» графа «О составленных актах» указывается № акта, указывает возвратную нефть;
 - ♦ или в ТН в графе «Переадресовка» указывает наименование ПОН;
 - ♦ на ПОН должностное лицо от ЦППН совместно с представителем ЧОП проверяет сохранность пломб;
 - ♦ при целостности пломб, должностное лицо от ЦППН производит прием нефти;
 - ♦ в конце отчетного периода (месяца) должностное лицо от ЦППН в реестре (форма реестра приведена в [Приложении 13](#)) указывает возвратную нефть, № акта и прикладывает акт);
- при выходе из строя автотранспорта (нефть не доставлена до пункта назначения) производится возврат нефти на ПОН (при сорванных пломбах), сообщается начальнику ЦППН, ЦДНГ, ЦЭРТ. Должностное лицо от ЦППН, ЦДНГ, ЦЭРТ:
 - ♦ составляет акт (форма акта приведена в [Приложении 14](#)) в 3 экземплярах (один экземпляр остается у должностного лица ЦППН, ЦДНГ, ЦЭРТ, второй передается в Бухгалтерскую службу, третий передается должностному лицу ответственному за прием на ПОН);
 - ♦ в ТН в разделе 7 «Сдача груза»:



- строка «фактическое состояние груза, тары, упаковки, маркировки и опломбирования» - указывается № акта;
- строка «масса груза» - указывает количество возвратной нефти;
- в ТН в графе «Переадресовка» указывает наименование ПОН;
- ♦ или в ТН в разделе «Сведения о грузе» графа «О составленных актах» указывается № акта, указывает возвратную нефть;
- ♦ или в ТН в графе «Переадресовка» указывает наименование ПОН;
- ♦ должностное лицо от ЦППН производит отбор пробы нефти по ГОСТ 2517 и направляет в ИХАЛ на испытание нефти;
- ♦ при соответствии физико-химических свойств нефти ГОСТ Р 51858, должностное лицо от ЦППН производит прием нефти;
- ♦ в конце отчетного периода (месяца) должностное лицо от ЦППН в реестре (форма реестра приведена в [Приложении 13](#)) указывает возвратную нефть, № акта и прикладывает акт).

6.7. ПОРЯДОК ОТПУСКА НЕФТИ СТОРОННИМ ОРГАНИЗАЦИЯМ В КАЧЕСТВЕ МАТЕРИАЛА ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН И ТОПЛИВО (ДАВАЛЬЧЕСКАЯ СХЕМА)

6.7.1. Договорами с организациями – владельцами автотранспорта, участвующими в перевозке нефти, должна быть предусмотрена обязанность последних предоставить следующие документы:

- в ЦППН: список автотранспорта с указанием марки и государственного номера автомобиля;
- в ПОН:
 - ♦ свидетельство о допуске транспортного средства к перевозке опасного груза;
 - ♦ копии свидетельств, заверенные в установленном порядке, о подготовке водителей транспортных средств, используемых для перевозки опасных грузов;
 - ♦ копии действующих свидетельств о проверке АЦ по установленной ГОСТ 8.600 форме, копии действующих свидетельств (сертификатов) об утверждении типа СИ на АЦ.

6.7.2. Отпуск нефти разрешает начальник ЦППН / заместитель начальника ЦППН (или лицо, замещающее его на период отсутствия), ответственный за организацию учета и отпуска нефти на основании заявки на отпуск нефти для строительства скважин и топлива (давальческая схема) [Приложение 4](#), и на основании доверенности на получение материальных ценностей на каждого представителя сторонней организации.

Работник, осуществляющий отпуск нефти:

- проверяет путевой лист автотранспортного средства, свидетельство о допуске транспортного средства к перевозке опасного груза;
- проверяет свидетельство о проверке АЦ;
- доверенность на право получения нефти водителем либо другим уполномоченным лицом;
- оформляет ТН [Приложение 9](#) в 5-и экземплярах на каждую АЦ: один экземпляр передается в ЧОП, два экземпляра остается у водителя АЦ, четвертый передается



- принимающему материально-ответственному лицу, пятый экземпляр остаётся у материально-ответственного лица осуществляющего отпуск нефти;
- оформляет накладную на отпуск материалов на сторону по форме М-15 [Приложение 16](#) в 2 экземплярах: один экземпляр передает принимающему материально-ответственному лицу, второй экземпляр остаётся у материально-ответственного лица, осуществляющего отпуск нефти. Своевременно заносит данные о переданной невозвратной нефти в систему 1С:ERP (регистрационный номер информационной системы №2) с приложением скан-образов подписанных М-15, но не позднее 01 числа месяца, следующего за отчетным;
 - выполняет измерения и вычисления массы нефти нетто в строгом соответствии с требованиями МИ 3655-2021;
 - после налива нефти пломбирует номерными пломбами все горловины АЦ и сливные краны, через которые возможен несанкционированный отбор нефти. Ответственным за учет пломб является мастер по подготовке и стабилизации нефти;
 - заносит номера пломб в ТН в раздел 6 «Прием груза», строка «фактическое состояние груза, тары, упаковки, маркировки и опломбирования»;
 - производит запись в журнале учета отпуска нефти [Приложение 11](#);
 - получает документ о качестве нефти, форма документа о качестве нефти приведена в [Приложении 10](#). Заверенный подписями документ остается в ЦППН;
 - в ТН в разделе № 6 «Прием груза» в графе «Сдал» и в разделе № 16 «Дата составления, подписи сторон» со стороны «Грузоотправителя» ставится подпись лица, ответственного за отпуск нефти с ПОН или ответственного лица по оформлению первичной документации по оперативному учету отпускаемой продукции (на основании требования-накладной на отпуск месячного количества нефти, утвержденной руководителем и приказа по назначению ответственных лиц за отпуск, использование и получение нефти);
 - ТН допускается заполнять как с использованием оргтехники, так и в рукописном варианте на бланках;
 - вносит информацию в реестр ТН на каждую АЦ [Приложение 12](#);
 - ежедневно передает в ПДС УНП сведения о количестве отпущенной нефти.

Должностное лицо ЦППН, ответственное за организацию учета и отпуска нефти, ежемесячно в срок до 01 числа, следующего за месяцем поставки, готовит отчетные документы и предоставляет в УПНГ и ППД (ОПН):

- реестры ТН по каждой сторонней организации;
- оригиналы формы М-15 по каждой сторонней организации;
- реестр накладных на отпуск на сторону М-15 по каждой сторонней организации [Приложение 12](#);
- оригиналы доверенностей на получение материальных ценностей на представителя сторонней организации.

Один экземпляр реестра ТН по каждой сторонней организации, реестра накладных на отпуск на сторону М-15 по каждой сторонней организации, документа о качестве (паспорта качества) на каждую партию нефти остается в ЦППН. Отчетные документы хранятся на ЦППН 5 лет (при условии проведения проверки (ревизии)), далее уничтожаются с оформлением акта в установленном порядке.



6.7.3. Отпуск нефти по ксерокопированным документам – запрещен, за исключением нотариально заверенной копии доверенности на получение нефти от сторонних организаций.

6.7.4. Арбитраж проб нефти не предусмотрен.

6.8. ПОРЯДОК ОФОРМЛЕНИЯ ДОКУМЕНТАЦИИ ПРИ ОТПУСКЕ НЕФТИ СТОРОННИМ ОРГАНИЗАЦИЯМ ПО ДОГОВОРАМ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ

6.8.1. Работник, осуществляющий отпуск нефти:

- проверяет путевой лист автотранспортного средства, свидетельство о допуске транспортного средства к перевозке опасного груза;
- проверяет свидетельства о поверке АЦ;
- проверяет доверенность на право получения нефти водителем либо другим уполномоченным лицом;
- оформляет ТН [Приложение 9](#) в 5-и экземплярах на каждую АЦ: один экземпляр передается в ЧОП, два экземпляра остается у водителя АЦ, четвертый передается принимающему материально-ответственному лицу, пятый экземпляр остаётся у материально-ответственного лица осуществляющего отпуск нефти;
- выполняет измерения и вычисления массы нефти нетто в строгом соответствии с требованиями МИ 3655-2021;
- после налива нефти пломбирует номерными пломбами все горловины АЦ и сливные краны, через которые возможен несанкционированный отбор нефти. Ответственным за учет пломб является мастер по подготовке и стабилизации нефти;
- заносит номера пломб в ТН в раздел 6 «Прием груза», строка «фактическое состояние груза, тары, упаковки, маркировки и опломбирования»;
- получает документ о качестве нефти, форма документа о качестве нефти приведена в [Приложении 10](#). Заверенный подписями документ остается в ЦППН;
- оформляет Акт приема-передачи в 2 экз. на каждую АЦ [Приложение 17](#): один экземпляр передает принимающему материально-ответственному лицу, второй экземпляр остаётся у материально-ответственного лица осуществляющего отпуск нефти;
- вносит информацию в реестр актов приема-передачи нефти на каждую АЦ [Приложение 18](#);
- вносит информацию в реестр ТН на каждую АЦ [Приложение 12](#);
- производит запись в журнале учета отпуска нефти [Приложение 11](#);
- ежедневно передает в ПДС УНП сведения о количестве отпущенной нефти.

Должностное лицо от ЦППН, ответственное за организацию учета и отпуска нефти, ежемесячно в срок до 01 числа, следующего за месяцем поставки, готовит отчетные документы и предоставляет в УПНГиППД (ОПН):

- реестр актов приема-передачи нефти по каждой сторонней организации;
- оригиналы актов приема-передачи нефти;
- копии доверенностей на получение материальных ценностей на представителя сторонней организации.



6.9. ПОРЯДОК ПОДГОТОВКИ И ОТПУСКА НЕФТИ В АВТОЦИСТЕРНЫ

6.9.1. Перед проведением налива необходимо убедиться в том, что АЦ установлена на горизонтальной площадке ПОН, произведено заземление АЦ металлической заземляющей цепочкой с касанием земли на длине 200 мм.

6.9.2. Проверяется визуально отсутствие нарушений полости и дополнительных вставок внутри АЦ (не предусмотренных конструкцией), целостность/наличие полки указателя уровня налива в горловине АЦ.

6.9.3. Проверяется наличие действующего свидетельства о поверки на АЦ, наличие клейма поверителя на горловине АЦ и заклепке крепящей указатель уровня налива (планка) согласно п 9.2 ГОСТ 8.600.

6.9.4. Налив нефти производится через автоматизированные системы, автомобильные эстакады и одиночные стояки.

Для предотвращения гидравлических ударов и проявлений статического электричества наливное устройство следует оснащать оборудованием, обеспечивающим подачу нефтепродукта с пониженной производительностью в начальной и завершающей стадиях налива.

Налив нефти в АЦ необходимо производить без разбрызгивания под слой жидкости, что достигается опусканием наливных рукавов и труб до дна цистерны, рукава на концах должны иметь наконечники, изготовленные из металла, исключающего возможность искрообразования при ударе, и быть заземлены.

6.9.5. Используемые счетчики и фильтры должны соответствовать условиям их применения по давлению, вязкости нефтепродуктов, производительности и другим данным.

6.9.6. Перед въездом на территорию ПОН проверяется исправность искрогасителя на АЦ.

6.9.7. Перед наливом нефти в АЦ проверяется наличие двух исправных опломбированных огнетушителей вместимостью не менее 5 л каждый, заземляющего устройства, ящика с сухим песком и лопаты, кошмой, цистерна оснащается знаком опасности.

6.9.8. Сливоналивные устройства АЦ должны быть исправными; люки должны быть снабжены стойкими к нефтепродуктам прокладками и следует не допускать выплескивания и подтеканий нефтепродуктов при транспортировании.

6.9.9. Неисправные и неукomплектованные пожарным инвентарем АЦ к наливу нефтепродуктом не допускаются.

6.9.10. Для обеспечения правильного пользования системами налива водители АЦ должны пройти на ПОН инструктаж. Налив нефти в АЦ осуществляется при неработающем двигателе, допускается налив при работающем двигателе в условиях отрицательных температур.

6.9.11. АЦ с нефтью пломбируются сдающей стороной. Пломбированию подлежат АЦ, прицепы и полуприцепы, в которых перевозится нефть. Места пломбирования устанавливаются в зависимости от конструкции АЦ. Измерение и вычисление массы нефти выполняются в соответствии с требованиями МИ 3655-2021.



6.9.12. За ведение и сохранность документов обязательных к наличию на ПОН несет ответственность оператор ПОН, контролирует должностное лицо ЦППН.

6.9.13. ПОН должен быть оборудован постоянным видеонаблюдением с выводом сигнала на пост охраны ЧОП. При отключении или отсутствии видеокамер, отпуск нефти производится в присутствии сотрудника ЧОП, осуществляющего охрану ПОН.

6.9.14. Отбор проб нефти проводят по ГОСТ 2517. При отпуске нефти на собственные нужды и топливо испытания нефти проводят в ИХАЛ.

6.9.15. Запрещается производить отпуск нефти:

- без наличия копии доверенности покупателя на ПОН;
- при отсутствии действующих свидетельств о поверке, свидетельств (сертификатов) об утверждении типа СИ (в т.ч. АСН, АЦ);
- при неисправности АЦ, нарушении требований охраны труда и промышленной безопасности;
- при отсутствии правильно оформленной товарно-сопроводительной документации;
- при отсутствии в документах (паспорте, свидетельство о поверке и т.д.) на АЦ диаметра (для цилиндрических горловин) или длин сторон горловины (для горловин прямоугольной формы);
- если АЦ, установленные на шасси автомобиля, прицеп или полуприцеп находятся не в горизонтальном положении относительно площадки;
- при отсутствии полки указателя уровня налива в горловине АЦ.



7. ПОРЯДОК РАЗРАБОТКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КАРТ ОСТАТКОВ НЕФТИ

7.1. Для разработки технологических карт и проведения инвентаризации остатков нефти, приказом по Обществу назначаются рабочая комиссия по инвентаризации нефти из числа работников Общества.

7.2. Нормативы «мертвых» (немобильных) и технологических остатков нефти консолидируются УПНГиППД и согласовывают с Департаментом нефтегазодобычи ПАО «НК «Роснефть» по форме, указанной в [Приложении 19](#) настоящей Технологической инструкции, и утверждаются первым заместителем генерального директора по производству – главным инженером Общества дважды в год – по состоянию на 01 января и 01 июля.

7.3. Ежегодно на 01 января и 01 июля ЦДНГ, ЦППН, ЦЭРТ, ЦЭЭО разрабатывают технологические карты нормативов технологических и «мертвых» (немобильных) остатков нефти в резервуарах, аппаратах и трубопроводах по Обществу с разбивкой остатков нефти ([Приложение 20](#), [Приложение 21](#), [Приложение 22](#) соответственно). УДНГ, УПНГиППД, УЭТ и структурные подразделения, подчиненные заместителю главного инженера - главному энергетiku, проверяют разработанные технологические карты. Технологические карты подписываются рабочей комиссией по инвентаризации нефти и утверждаются первым заместителем генерального директора по производству – главным инженером Общества.

7.4. Изменение остатков нефти за счет ввода новых, вывода из работы объектов, демонтажа оборудования и изменения технологических режимов (за счет изменения схемы транспортировки жидкости, за счет изменения технологии подготовки нефти) ежемесячно оформляются расчетами и являются приложением к утвержденным технологическим картам до их последующего ежегодного изменения на 01 января и 01 июля. Результаты расчетов учитываются при ежемесячной инвентаризации остатков. Расчеты выполняются теми производственными цехами, в которых происходило изменение остатков нефти.

7.5. Изменение остатков нефти за счет естественного изменения содержания воды в жидкости (не связанное с изменением схемы транспортировки жидкости и изменением технологии подготовки нефти) пересчитывается ежегодно на 01 января и 01 июля при разработке технологических карт технологических и «мертвых» (немобильных) остатков нефти в резервуарах, аппаратах и трубопроводах.

7.6. Расчет количества «мертвых» остатков нефти в трубопроводах от скважин до УПН (ЦПС) определяется по формуле:

$$Q_{\text{т}}^{\text{м}} = V * L * \rho * K * (1 - 0,01 * W_{\text{в}}) * 0,001, \text{ т}, \quad (15)$$

где:

V – объем одного погонного метра трубопровода данного диаметра, м³;

L - длина трубопровода данного диаметра, м;

ρ – плотность нефти, приведенная к условиям измерения по среднему значению в начале и конце трубопровода, кг/м³;

K – коэффициент заполнения трубопровода;



W_6 – содержание балласта по среднему значению в начале и конце трубопровода, %.

7.7. Расчет количества «мертвых» остатков нефти в напорных трубопроводах от УПН до СИКН, терминалов (СИКН, нефтеналивов) определяется по формуле (тех. карта и расчет ввода вывода трубопровода):

$$Q_T^M = V * L * K_T * K_P * \rho * K * (1 - 0,01 * W_6) * 0,001, \text{ т}, \quad (16)$$

где:

V – объем одного погонного метра трубопровода данного диаметра, м^3 ;

L – длина трубопровода данного диаметра, м;

ρ – плотность нефти, приведенная к условиям измерения по среднему значению в начале и конце трубопровода, $\text{кг}/\text{м}^3$;

K – коэффициент заполнения трубопровода;

W_6 – содержание балласта по среднему значению в начале и конце трубопровода, %;

K_t – коэффициент, учитывающий влияние температуры нефти в трубопроводе;

K_P – коэффициент, учитывающий влияние давления нефти в трубопроводе.

Таблица 1

Значение поправочного коэффициента K_t в зависимости от средней температуры нефти (t) в стальном трубопроводе

$t, ^\circ\text{C}$	K_t	$t, ^\circ\text{C}$	K_t	$t, ^\circ\text{C}$	K_t	$t, ^\circ\text{C}$	K_t
1	2	3	4	5	6	7	8
-10	0,99899	5	0,99950	20	1,00000	35	1,00050
-9	0,99903	6	0,99953	21	1,00003	36	1,00054
-8	0,99906	7	0,99956	22	1,00007	37	1,00057
-7	0,99909	8	0,99960	23	1,00010	38	1,00060
-6	0,99913	9	0,99963	24	1,00013	39	1,00064
-5	0,99916	10	0,99966	25	1,00017	40	1,00067
-4	0,99919	11	0,99970	26	1,00020	41	1,00071
-3	0,99923	12	0,99973	27	1,00024	42	1,00074
-2	0,99926	13	0,99976	28	1,00027	43	1,00077
-1	0,99929	14	0,99980	29	1,00030	44	1,00081
0	0,99933	15	0,99983	30	1,00034	45	1,00084
1	0,99936	16	0,99987	31	1,00037	46	1,00087
2	0,99940	17	0,99990	32	1,00040	47	1,00091
3	0,99943	18	0,99993	33	1,00044	48	1,00094
4	0,99946	19	0,99997	34	1,00047	49	1,00097
						50	1,00101

7.8. Дробные значения средней температуры округляют до целых значений.

7.9. Для трубопроводов, не указанных в Таблице 1, коэффициент, учитывающий влияние температуры нефти на вместимость трубопровода K_t , принимается равным 1.

Таблица 2

Значение коэффициента K_P , учитывающего влияние давления нефти в трубопроводе



ДИАМЕТР И ТОЛЩИНА СТЕНКИ СТАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА, ММ	СРЕДНЕЕ ИЗБЫТОЧНОЕ ДАВЛЕНИЕ В ТРУБОПРОВОДЕ, МПА			
	1,0	2,0	3,0	3,7
	K_p			
1	2	3	4	5
273×7	1,00017	1,00035	1,00053	1,00065
273×8	1,00015	1,00031	1,00048	1,00057
325×7	1,00021	1,00042	1,00063	1,00077
325×8	1,00018	1,00037	1,00055	1,00068
325×9	1,00016	1,00032	1,00049	1,00060
377×7	1,00024	1,00048	1,00072	1,00090
377×8	1,00021	1,00042	1,00064	1,00078
377×10	1,00017	1,00034	1,00051	1,00063
426×7	1,00027	1,00055	1,00082	1,00101
426×8	1,00024	1,00046	1,00069	1,00086
426×9	1,00021	1,00042	1,00064	1,00079
426×10	1,00019	1,00038	1,00058	1,00071
426×11	1,00017	1,00035	1,00052	1,00064
426×12	1,00016	1,00032	1,00048	1,00059

7.10. Для типоразмеров трубопроводов, не указанных в Таблице 2, а также трубопроводов из других материалов коэффициент K_p принимается равным 1.

7.11. Допускается определение средних значений плотности, температуры и давления расчетным путем. Средние значения плотности, температуры и давления нефти для участка трубопровода, определяется как среднее арифметическое соответствующих величин, измеренных в начале и конце участка трубопровода во время снятия остатков:

$$\rho_{\text{ср}} = 0,5 \cdot (\rho_{\text{нач}} + \rho_{\text{кон}}), \quad (17)$$

$$P_{\text{ср}} = 0,5 \cdot (P_{\text{нач}} + P_{\text{кон}}), \quad (18)$$

$$t_{\text{ср}} = 0,5 \cdot (t_{\text{нач}} + t_{\text{кон}}), \quad (19)$$

где:

$\rho_{\text{нач}}$, $\rho_{\text{кон}}$ – плотность нефти в начале и конце участка трубопровода при температуре и давлении в месте отбора проб, тонн/м³;

$P_{\text{нач}}$, $P_{\text{кон}}$ – давление в начале и конце участка трубопровода, МПа;

$t_{\text{нач}}$, $t_{\text{кон}}$ – температура в начале и конце участка трубопровода, °С.

7.12. Коэффициент заполнения в нефтяных трубопроводах:

- перекачивающих дегазированную жидкость – $K=1$;
- перекачивающих не дегазированную жидкость – $K=0,8$;
- бездействующих с давлением, равным атмосферному – $K=0,5$;
- бездействующих, продутых газом без применения поршней – $K=0,25$;
- бездействующих, промытых водой без применения поршня – $K=0,1$ (содержания H₂O – 99 %);
- бездействующих, продутых (промытых) с применением поршня – $K=0$ (при этом из технологической карты выводится не ранее чем через 1 год после 100 % опорожнения и



только в случаи низкого технического состояния трубопровода с приложением комиссионного акта и невозможности осуществления повторного запуска трубопровода в эксплуатацию).

7.13. Общее количество «мертвых» остатков нефти в трубопроводах определяется суммированием результатов по каждому месторождению.

7.14. Величина технологических остатков нефти в технологических аппаратах (Q_H^{TA}) рассчитывается по формуле:

$$Q_H^{TA} = V_T * K_{зап} * \rho_H * (1 - 0,01w) * 0,001, \text{ т}, \quad (20)$$

где:

V_T – геометрический объем аппарата, м^3 ;

ρ_H – плотность нефти, приведенная к условиям измерения на выходе технологического аппарата, $\text{кг}/\text{м}^3$;

w – содержание балласта на выходе технологического аппарата, %;

$K_{зап}$ – коэффициент заполнения нефтью.

7.15. Коэффициент заполнения нефтью рассчитывается по формуле:

$$K_{зап} = 1 - \frac{V_{гп} + V_{вп}}{V_T} \quad (21)$$

где:

$V_{вп}$; $V_{гп}$ – объемы водяной и газовой подушек, м^3 ;

V_T – геометрический объем аппарата, м^3 .

7.16. Расчет количества «мертвого» (немобильного) остатка нефти в резервуарах ($Q_{рм}$) определяют по формуле:

$$Q_{рм} = V * \rho_t * (1 - 0,01 * W_6) * 0,001, \text{ т} \quad (22)$$

где:

V – объем нефти, определенный по градуировочной таблице резервуара в соответствии с высотой столба нефти до нижней образующей приемо-раздаточного патрубка, м^3 ;

ρ_t – плотность нефти, приведенная к температуре нефти в резервуаре, $\text{кг}/\text{м}^3$;

W_6 – содержание балласта в нефти, %.

7.17. В технологических резервуарах, в которых технологическим регламентом производственного объекта предусмотрено наличие водяной подушки и оборудованных приемно-раздаточным патрубком, предназначенных для откачки (удаления) нефти из резервуаров, количество «мертвого» (немобильного) остатка нефти определяется равным «0». Остатки нефти в таких резервуарах являются технологическими.



7.18. Расчет технологических остатков нефти в буферных резервуарах обуславливается уровнем нефти, необходимым для обеспечения бескавитационного режима работы насосов (H_1) и непрерывности технологических процессов перекачки и подготовки нефти (H_2).

7.19. Величина уровня H_1 определяется по формуле:

$$H_1 = \frac{h_{min}^{\omega}}{\rho_{ж}} + \Delta S, \text{ м} \quad (23)$$

где:

h_{min}^{ω} – необходимый подпор насоса по паспорту (м. водного столба);

$\rho_{ж}$ – относительная плотность жидкости в резервуаре;

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

7.20. Величина H_2 зависит от времени (τ), необходимого для ликвидации отказов в системе сбора, подготовки и перекачки нефти.

Из промысловой практики время (τ) составляет не более 6 часов и складывается из времени, необходимого для:

- сообщения об остановке участка системы (равного в среднем 0,25 часа);
- установление причин простоя (0,5 часа);
- ликвидации причин простоя (3 часа);
- сообщения о готовности к пуску (0,25 часа);
- пуска и вывода участка на режим (1,5 часа).

7.21. Определение уровня H_2 производят расчетным путем по формуле:

$$H_2 = \frac{4 * Q * \tau}{\pi * n * D_i^2} \quad (24)$$

где:

Q - фактическая производительность насоса откачки, м³/час;

τ - суммарное время, необходимое для ликвидации возможных отказов в системе, час;

n - количество рабочих резервуаров, шт.;

D - диаметр i -го резервуара, м.

7.22. Уровень нефти, определяющий величину технологических остатков нефти в резервуарах, определяется по формуле:

$$H_T = H_1 + H_2 \quad (25)$$



7.23. Величина технологических остатков в резервуарах определяется, исходя из величины уровня H_T , соответствующего ему объема жидкости по градуировочной таблице ($V_{ж}$), плотности нефти (ρ_n) и содержания воды (w) по формуле:

$$Q_H^T = V_{ж} * \rho_n * (1 - 0,01 * w) * 0,001, \text{ т} \quad (26)$$

7.24. Расчет технологических остатков нефти в резервуарах-отстойниках определяется по формуле:

$$Q_H^{TP} = (V_{ж} - V_{в}) * \rho_n * (1 - 0,01 W_б) * 0,001, \text{ т} \quad (27)$$

где:

$V_{ж}$ – общий объем жидкости в технологическом резервуаре, обусловленный уровнем расположения переливной трубы для отбора нефти, м^3 ;

$V_{в}$ – объем «водяной подушки», м^3 ;

ρ_n – плотность нефти, приведенная к температуре измерения объема нефти в резервуарах, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$W_б$ – содержание балласта в нефти, %.

7.25. Суммарное количество остатков нефти при работе нескольких резервуаров-отстойников не должно превышать расчетное значение, при этом количество нефти в отдельно взятом резервуаре может изменяться до 15%.

7.26. Расчет технологических остатков нефти в резервуарах, в которых производится сдача-прием, определяется по формуле:

$$Q_H^{СП} = V_{т.к} * \rho_n * (1 - 0,01 W) * 0,001, \text{ т} \quad (28)$$

где:

$V_{т.к}$ – суммарный полезный объем резервуарах, в которых производится сдача-прием товарной нефти, определяемый по технологической карте эксплуатации резервуаров, м^3 ;

ρ_n – плотность нефти, приведенная к температуре нефти в резервуаре, $\text{кг}/\text{м}^3$;

W – содержание воды в товарной нефти, %.

7.27. Наличие товарной нефти в резервуарах-отстойниках для очистки нефтепромысловых вод не допускается, исключением является возникновение аварийных ситуаций на объектах подготовки нефти Общества.



8. ПОРЯДОК ИНВЕНТАРИЗАЦИИ НЕФТИ

- 8.1. Инвентаризацию остатков нефти в системе сбора и подготовки проводят ежемесячно, последнего числа отчетного месяца, путем проверки ее фактического наличия.
- 8.2. Инвентаризации подлежат натурные остатки собственной нефти и нефти третьих лиц в резервуарах (товарных, буферных, технологических), в технологических аппаратах, емкостях, трубопроводах системы сбора и подготовки нефти.
- 8.3. Инвентаризация массы нефти проводится в тоннах.
- 8.4. Результаты инвентаризации на конец отчетного и конец предшествующего отчетному периодов, используются для определения изменения остатков нефти в межинвентаризационный период.
- 8.5. Остатки нефти в Обществе подразделяют на «мёртвые», технологические и товарные.
- 8.6. «Мёртвые» остатки – объём нефти в резервуарах ниже верхней образующей приёмораздаточного патрубка и в трубопроводах. Отдельной позицией выделяются «мёртвые» остатки в товарных резервуарах и трубопроводах.
- 8.7. Технологические остатки – минимальные объёмы нефти в аппаратах и резервуарах, необходимые для обеспечения поддержания нормального технологического режима для обеспечения непрерывности нормального технологического процесса.
- 8.8. Величина технологических остатков нефти в амбарах очистных сооружений определяется расчетным путем, исходя из геометрических размеров амбаров и слоя (толщины) эмульсионной нефти, находящейся над водяной подушкой, с учетом содержания балласта в нефтяном слое.
- 8.9. При разработке технологических карт на аппараты и емкости в Обществе должны иметься градуировочные таблицы, оформленные (утвержденные) по согласованию с местными органами государственной метрологической службы.
- 8.10. Количество (масса нетто) остатков нефти в трубопроводах определяется вместимостью трубопроводов системы сбора нефти, степенью их заполнения и физико-химическими свойствами (показателями) находящейся в них нефти.
- 8.11. Количество (масса нетто) остатков нефти в резервуарах, технологических аппаратах и емкостях определяется вместимостью резервуаров, технологических аппаратов и емкостей, степенью (уровнем) их заполнения и физико-химическими свойствами (показателями) находящейся в них нефти.
- 8.12. Товарные остатки – разница между общим количеством остатков нефти в резервуаре и суммой технологических и «мёртвых» остатков. Товарные остатки без ущерба для технологического процесса сбора и подготовки нефти могут быть откачены из резервуаров. Товарные остатки могут быть в резервуарах товарных, технологических для сырой нефти, предназначенных для предварительного сброса воды, ППН.



8.13. Инвентаризация нефти осуществляется путем установления (измерения) фактических (натурных) остатков нефти и определения в ИХАЛ показателей качества (балласта) нефти на всех объектах системы сбора и подготовки нефти от скважин до ППН (включая ППН).

8.14. Инвентаризацию нефти проводят без прекращения процесса добычи нефти.

8.15. Для организации проведения инвентаризации натурных остатков нефти приказом генерального директора Общества создается центральная комиссия по инвентаризации нефти из числа работников Общества. Приказ формируется работниками ОПН.

8.16. Для непосредственного проведения инвентаризации нефти назначаются рабочие комиссии по инвентаризации нефти приказами по Обществу по форме ИНВ-22 ([Приложение 23](#)) ежемесячно не позднее 25 числа отчетного месяца. Приказы оформляются по производственным цехам в резервуарах, аппаратах и трубопроводах которых имеются остатки нефти. В приказы включаются ответственные специалисты фактически находящихся на производственных объектах и не являющиеся материально ответственными лицами.

8.17. Материально ответственные лица при инвентаризации остатков подготовленной нефти, прошедшей все стадии технологического процесса подготовки до требований ГОСТ Р 51858, находящейся в резервуарах (товарных, буферных, технологических) и являющейся готовой продукцией) в светлое время суток последнего числа каждого месяца проводятся контрольные замеры нефти в резервуарах, находящихся в резерве (статике). Полученные данные сверяются с показаниями стационарных автоматизированных СИ. При отклонении показаний, автоматизированных СИ, превышающих допустимую погрешность, устанавливается причина несоответствия показаний, после устранения которой контрольные замеры повторяются.

По всем излишкам и недостаткам нефти собираются и представляются в постоянно действующую рабочую комиссию по инвентаризации нефти, назначенную распорядительным документом по Обществу, письменные объяснения соответствующих материально ответственных лиц.

8.18. Выполнение измерений и определение массы нефти в резервуарах (товарных, буферных, технологических, предназначенных для предварительного сброса воды, ППН, УПСВ, КНС, БКНС), находящихся в статике, с которыми до конца суток не планируются технологические операции, производится рабочей комиссией по инвентаризации нефти в дневное время суток последнего календарного дня отчетного месяца без выезда на ППН, УПСВ, КНС, БКНС в ночное время последнего числа отчетного месяца.

8.19. Выполнение измерений и определение массы нефти в резервуарах (товарных, буферных, технологических, предназначенных для предварительного сброса воды, ППН, УПСВ, КНС, БКНС), находящихся в динамике, производится рабочей комиссией по инвентаризации нефти в установленное время последнего числа отчетного месяца. На момент снятия остатков нефти количество РВС, находящихся в режиме закачки (откачки), должно быть минимальным.

8.20. При выполнении измерений массы брутто и объема нефти разрешается применять стационарные автоматизированные СИ, переносные автоматизированные СИ (электронные рулетки) в случае неисправности стационарных автоматизированных СИ, ручные СИ (рулетки с лотом и электронные рулетки) в случае неисправности переносных автоматизированных СИ или измерительные системы в составе:



- канала (каналов) измерения уровня с использованием уровнемеров с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 3 мм для верхнего уровня и не более ± 15 мм для раздела фаз «нефть-вода»;
- канала (каналов) измерения температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$;
- канала (каналов) измерения плотности нефти в РВС:
 - ♦ СОИ с пределом допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,05$ %;
 - ♦ с использованием преобразователей плотности стационарных с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,03$ %;
 - ♦ с использованием преобразователей дифференциального давления с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,25$ %.

8.21. Инвентаризации подлежат фактические (натурные) остатки собственной нефти и нефти третьих лиц:

- РВС (товарных, буферных, технологических, предназначенных для предварительного сброса воды, ППН, УПСВ, КНС, БКНС), участвующих в технологическом процессе;
- технологических аппаратах, участвующих в технологическом процессе;
- емкостях, участвующих в технологическом процессе (за исключением подземных (дренажных) емкостей, не участвующих в технологическом процессе);
- трубопроводах системы сбора и подготовки нефти, участвующих в технологическом процессе;
- прудах дополнительного отстоя и амбарах (участвующих в технологическом процессе).

8.22. Товарные и технологические остатки нефти могут быть отнесены к остаткам нефти Общества и остаткам нефти третьих лиц.

8.23. Остатки нефти третьих лиц определяют расчётным способом как разность между принятой нефтью и нефтью, переданной на транспортировку, остатков нефти на начало отчётного периода, а также потерь нефти. Порядок отнесения остатков нефти к технологическим и товарным определяют в договоре.

Товарные остатки нефти без ущерба для технологического процесса сбора и подготовки нефти могут быть откачаны из РВС. Товарные остатки могут находиться в товарных РВС. Товарная нефть в буферных, технологических и РВС предназначенных для предварительного сброса воды: ППН, УПСВ, КНС, блочной КНС могут находиться при определенных обстоятельствах (в т.ч. аварийных), когда любые технологические емкости задействуются под накопление товарной нефти. Например, остановка МН на неопределённый срок в связи с аварией.

8.24. Допускается полностью использовать технологический остаток H_2 . Снижение уровня нефти, необходимого для обеспечения бескавитационного режима работы насосов (Н1) не допускается.

8.25. Замер уровня жидкости и «водяной подушки» в РВС, которые находятся в динамике, проводят без предварительного 2-х часового отстоя по автоматизированным СИ. Отбор проб нефти из резервуаров, находящихся в динамике, проводится с помощью стационарных пробоотборников по ГОСТ 2517. При инвентаризации нефти в резервуаре, работающем в режиме прием – сдача и расположенным перед СИКН, массовую долю балласта допускается



рассчитывать исходя из данных документа о качестве, оформленного за последнюю смену. При этом масса балласта рассчитывается по показателям контейнера пробоотборника БИК.

Выполнение измерений и отбор послойных проб в резервуарах (товарных, буферных, технологических, предназначенных для предварительного сброса воды, ППН, УПСВ, КНС, БКНС), находящихся в статике, с которыми до конца суток не планируются технологические операции, производят после 2-х часового отстоя по ГОСТ 2517.

Выполнение измерений и отбор послойных проб в резервуарах (товарных, буферных, технологических, предназначенных для предварительного сброса воды, ППН, УПСВ, КНС, БКНС), находящихся в динамике, по причине непрерывного процесса добычи нефти, проводят без предварительного 2-х часового отстоя.

В случае если резервуар оборудован уровнемерами с абсолютной погрешностью не более ± 3 мм и СИ средней температуры нефти в резервуаре с абсолютной погрешностью не более ± 1 °С – допускается в акт инвентаризации нефти вносить значения уровня жидкости и температуры нефти текущих значений.

8.26. Определение плотности нефти в резервуаре.

Плотность нефти измеряют ареометром в объединенной пробе нефти или в точечных пробах. Измерения проводят по ГОСТ 3900 или ASTM D 1298, в ИХАЛ или на месте отбора проб. Для резервуаров, находящихся в режиме прием/сдача нефти, расположенных перед СИКН, допускается определение плотности нефти по показаниям поточного плотномера, установленного в СИКН.

Выполнение расчетов массы нефти, хранимой в резервуаре производится с применением сертифицированного, специализированного ПО к МИ.

Акт инвентаризации нефти РВС значения общей массы нефти, массы технологического остатка и массы мертвого остатка нефти вносятся на основании результатов вычисления массы (брутто и нетто), выполненных с помощью ПО к МИ.

8.27. Акт инвентаризации нефти в трубопроводах по цехам и берегам ([Приложение 24](#)) с разбивкой по месторождениям предоставляется в ЦИТС и далее в ОПН. В акте указывается масса нефти нетто «мертвого» немобильного остатка, при этом остаток нефти в трубопроводах принимают согласно утвержденным технологическим картам и расчетам изменения остатков нефти при вводе, выводе и демонтаже трубопроводов ([Приложение 25](#)). Акт подписывается рабочей комиссией по инвентаризации нефти и утверждается председателем комиссии.

8.28. Акт инвентаризации нефти в аппаратах по цехам и берегам ([Приложение 26](#)) с разбивкой по месторождениям предоставляется в ЦИТС и далее в ОПН. В Акте указывается масса нефти нетто технологического остатка, при этом остаток нефти в аппаратах принимают согласно утвержденным технологическим картам и расчетам изменения остатков нефти при вводе, выводе и демонтаже аппаратов ([Приложение 25](#)). Акт подписывается рабочей комиссией по инвентаризации нефти и утверждается председателем комиссии.

8.29. Инвентаризация нефти в РВС производится только там, где имеются резервуарные парки с оформлением акта снятия натуральных остатков нефти в РВС по цехам и берегам ([Приложение 27](#)) и сводного акта инвентаризации нефти в РВС ([Приложение 28](#)). Данные акты предоставляются в ЦИТС и далее в ОПН. Акты подписываются рабочими комиссиями по



инвентаризации нефти и утверждаются председателем рабочих комиссий по инвентаризации нефти.

8.30. Председатель центральной комиссии по инвентаризации нефти на основании предоставленных актов инвентаризации натуральных остатков нефти в резервуарах, аппаратах и трубопроводах организывает оформление сводного акта инвентаризации нефти по Обществу по форме, приведенной в [Приложении 29](#) не позднее 01 числа месяца, следующего за отчетным.

8.31. На основании актов инвентаризации в аппаратах, трубопроводах и резервуарах УПНГиППД производит составление исполнительного баланса движения нефти по Обществу. Исполнительный баланс подписывается начальником ЦИТС, начальником УПНГиППД, начальником УДНГ, начальником УРМ и утверждается первым заместителем генерального директора по производству – главным инженером.



9. ПОРЯДОК УЧЁТА ПОТЕРЬ НЕФТИ

9.1. К потерям нефти относят часть добытой нефти, не сохраненной и не использованной при её сборе и подготовке.

9.2. На этапах сбора и подготовки нефти (в том числе на производственных объектах третьих лиц) в Обществе возможны следующие виды потерь:

- фактические;
- фактические технологические;
- потери нефти непроизводственные.

9.3. Потери нефти фактические технологические определяются в соответствии с Методическими рекомендациями по определению технологических потерь нефти при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождений (лицензионных участков, участков недр), утвержденными Минэнерго России от 10.04.2018.

9.4. Согласование и утверждение нормативов технологических потерь нефти в целях исчисления НДС ведется в соответствии с Правилами утверждения нормативов потерь полезных ископаемых при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки месторождения, утвержденными постановлением Правительства РФ от 29.12.2001 № 921 «Об утверждении Правил утверждения нормативов потерь полезных ископаемых при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки месторождения».

9.5. Нормирование, согласование и утверждение норм технологических потерь нефти ведется в соответствии с требованиями, установленными Министерством энергетики Российской Федерации. До момента утверждения новых нормативов технологических потерь использовать ранее утвержденные Министерством энергетики РФ.

9.6. Списание технологических потерь нефти производится один раз в месяц по акту на списание фактических потерь нефти при добыче, сборе, подготовке, транспортировке и хранении по форме [Приложения 30](#), в соответствии с утвержденными нормативами технологических потерь для каждого месторождения.

9.7. Фактические технологические потери нефти при добыче (Н) вычисляют по формуле:

$$H=0,01*D*K \quad (29)$$

где

Д – количество добытой в отчетном периоде нефти;

К – норматив технологических потерь нефти, утвержденный в установленном порядке, %

9.8. Фактические технологические потери товарной нефти при транспортировке (Н¹) вычисляются по формуле:

$$H^1= 0,01*K*(M_{\text{ост}}+M_{\text{рс}}+M_{\text{пн}}) \quad (30)$$

где



$M_{ост}$ - изменение массы нетто остатков нефти на объектах сбора и подготовки нефти в отчетный период (тонн);

$M_{рс}$ - масса нетто нефти, реализованной в отчетном периоде (тонн);

$M_{пн}$ - масса нетто нефти, переданной в отчётном периоде для строительства скважин (тонн);

K – норматив технологических потерь товарной нефти, %.

9.9. Потери нефти непроизводственные определяются на основании акта технического расследования причин аварий в соответствии с Порядком проведения технического расследования причин аварий, инцидентов и случаев утраты взрывчатых материалов промышленного назначения, утвержденным приказом Ростехнадзора от 08.12.2020 № 503 «Об утверждении Порядка проведения технического расследования причин аварий, инцидентов и случаев утраты взрывчатых материалов промышленного назначения».

9.10. Количество потерь нефти непроизводственных при разливе определяется как разница между количеством нефти разлитой в отчетный период и количеством собранной нефти.

9.11. Масса нетто нефти разлитой, в том числе в составе нефтегазоводяной смеси, подтверждается и определяется на месте аварии, повреждения по объему грунта, насыщенного нефтью.

9.12. Масса нетто нефти, впитавшейся в грунт, определяется как разница веса 100 см^3 грунта, взятого с места разлива нефти, пропитавшегося нефтью, и веса 100 см^3 грунта, взятого вблизи места разлива нефти, но не пропитавшегося нефтью (пара проб). Отбор проб осуществляется равномерно по всей площади грунта, залитого нефтью.

9.13. Количество отбираемых пар проб грунта определяется в зависимости от площади, залитой нефтью, но должно быть не менее 5.

9.14. Масса нетто нефти, содержащейся в грунте (G), определяется по формуле:

$$G = V \frac{\sum_{i=1}^n (P_{1i} - P_{2i})}{100n} \cdot (1 - m) \quad (31)$$

где:

V – объем грунта, залитого нефтью, определяемый как произведение площади, залитой нефтью, на среднюю глубину пропитки грунта нефтью в пробах, взятых не менее чем в 5 точках (м^3);

P_{1i} – приведенная масса образца объемом 100 см^3 грунта, впитавшего разлитую нефть (граммов в 100 см^3);

P_{2i} – приведенная масса образца объемом 100 см^3 грунта, не впитавшего разлитую нефть (граммов в 100 см^3);

n – количество пар проб грунта (штук);

i – номер отбираемой пары проб грунта;



m – содержание балласта нефти, принимаемое равным содержанию балласта в собранной нефти (долей).

9.15. Количество собранной при разливе массы нетто нефти определяется с использованием промежуточных калиброванных емкостей или с применением других методов измерений. Количество собранной при разливе массы нетто нефти (M) определяется по формуле:

$$M = V * \rho_n * (1 - m) \quad (32)$$

где:

V – объем собранной нефти (m^3);

ρ_n – плотность нефти при условиях измерения объема нефти (тонн/ m^3);

m – содержание балласта нефти (долей).

Плотность нефти и содержание балласта нефти определяются в ИЛ.

9.16. Потери нефти непроизводственные фиксируются Обществом в актах (произвольной формы) при каждом разливе в течение отчетного периода.

9.17. Потери нефти фактические при ее подготовке на объектах третьих лиц определяются расчетным путем.



10. ПОРЯДОК СОСТАВЛЕНИЯ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО БАЛАНСА

10.1. Исполнительный баланс по Обществу составляется на основании данных первичных учетных документов и расчетов в соответствии с требованиями настоящей Технологической инструкции.

10.2. Для составления исполнительного баланса нефти в Обществе должны быть рассчитаны нормативы технологических потерь нефти и утверждены в Министерстве энергетики Российской Федерации. Норматив технологических потерь товарной нефти при транспортировке и хранении (технологическая карта) должен быть разработан (при необходимости с привлечением корпоративного научно-исследовательского проектного института ПАО «НК «Роснефть» в рамках договорных отношений) и утвержден приказом по Обществу.

10.3. Раздел 1 исполнительного баланса «Остатки на начало периода» заполняется на основании данных о собственных остатках и остатках нефти третьих лиц, указанных в предыдущем исполнительном балансе на конец периода по технологическим, товарным остаткам нефти. Значения остатков переносятся в соответствующие строки 1-11.3 исполнительного баланса.

10.4. Раздел 2 исполнительного баланса «Количество нефти, извлеченной из недр» заполняется в соответствии с требованиями раздела 5 настоящей Технологической инструкции.

10.5. В строки 12-14 заносят значение массы нефти ($D_{\text{нефлу}}$), извлеченной из недр (по месторождениям) в Обществе за отчетный период, рассчитанное в соответствии с требованиями пункта 5.15. настоящей Технологической инструкции.

10.6. Строка 12 заполняется на основании расчетов по формуле 7, указанной в пункте 5.15. настоящей Технологической инструкции.

10.7. Раздел 3 исполнительного баланса «Принятая нефть третьих лиц» заполняется на основании актов приема-сдачи нефти третьими лицами на подготовку и транспортировку нефти по каждому третьему лицу. Значения массы принятой нефти заносятся в строках 15.1. Общее количество принятой нефти от третьих лиц заносят в строку 15.

10.8. По результатам определения количества нефти, извлеченной из недр, всего (строка 12) и количества нефти, принятой от третьих лиц (строка 15), определяют общий приход нефти и заносят в раздел 4 исполнительного баланса «Приход» (строка 16).

10.9. Раздел 5 исполнительного баланса «Количество нефти, переданное третьим лицам» заполняется на основании актов приема-сдачи собственной нефти и актов приема-сдачи нефти третьими лицами на транспортировку в системе МН ПАО «Транснефть» и в другие организации.

10.10. Значения массы собственной нефти и нефти третьих лиц, переданной на транспортировку в системе МН ПАО «Транснефть», заносят в строки 17.1 и 17.2 соответственно, а массу нефти, переданной в другие организации, в строки 17.2.1 и 17.2.3 соответственно.



10.11. Общее количество нефти, переданное третьим лицам (строка 17) определяют по массе нефти, переданной на транспортировку (строка 17.1.1) и массе нефти, переданной в другие организации (строка 17.2.3).

10.12. Количество нефти на производственно-технологические нужды за вычетом возвратной нефти и топлива определяется в соответствии с требованиями раздела 6 настоящей Технологической инструкции. Полученное значение массы нефти заносят в раздел 8.1 исполнительного баланса «Количество нефти на производственно-технологические нужды за вычетом возвратной нефти и топлива (на собственные нужды)» (строка 20).

10.13. В разделе 8.2 исполнительного баланса справочно показывается количество возвратной нефти, расходуемой на производственно-технологические нужды.

10.14. Раздел 9 исполнительного баланса «Расход нефти» (строка 22) заполняется по результатам распределения нефти собственных (строка 22.1) и третьих лиц (строка 22.2).

10.15. Масса собственной нефти (строка 22.1) рассчитывается по массе нефти, переданной в систему МН ПАО «Транснефть» (строка 17.1) и в другие организации (строка 17.2), на производство нефтепродуктов (строка 19), а также массе, израсходованной на производственно-технологические нужды за вычетом возвратной нефти и топлива (строка 20).

10.16. Масса нефти третьих лиц (строка 22.2) рассчитывается по массе нефти, переданной в другие организации (строка 17.2.3).

10.17. Раздел 10 «Количество фактических потерь нефти» заполняется по результатам определения технологических и непроизводственных потерь нефти в Обществе и потерь нефти третьих лиц, в соответствии с требованиями раздела 9 настоящей Технологической инструкции с оформлением «Акта на списание фактических потерь нефти при сборе, подготовке, транспортировке и хранении».

10.18. Значение фактических потерь нефти, рассчитанное в соответствии с пунктом 9.7 и 9.8 настоящей Технологической инструкции, заносится в строку 23.1.1 и 23.1.3 исполнительного баланса.

10.19. Результаты определения потерь нефти третьих лиц $P_{ф\text{СТ}}$ заносят в строку 23.1.5.

10.20. По результатам определения фактических потерь нефти (строка 23.1) и потерь нефти третьих лиц (строка 23.1.5) определяют общие потери и заносят в строку 23.

10.21. Раздел 11 исполнительного баланса «Остатки на конец периода» заполняется на основании актов инвентаризации нефти (раздел 8 настоящей Технологической инструкции) с учетом технологических и товарных остатков нефти отдельно для Общества и третьих лиц. Значения остатков заносят в соответствующие строки раздела 11 исполнительного баланса (строки 24-37).

10.22. Изменения остатков нефти определяют, как разность между данными по инвентаризации на конец и начало периода по показателям, определенным в разделах 11 и 1 исполнительного баланса. Значения изменений массы нефти по данным показателям заносят в соответствующие строки раздела 12 исполнительного баланса «Изменения остатков» (строки 38-48).



10.23. Показатели исполнительного баланса, определенные по пунктам 10.3 - 10.22 настоящего раздела Технологической инструкции, заносятся в соответствующие строки столбца 3 исполнительного баланса «За отчетный период».

10.24. Соответствующие строки столбца 4 исполнительного баланса «С начала года» заполняются по накоплению с учетом предыдущих данных.



11. ПОРЯДОК ОРГАНИЗАЦИИ ОТПУСКА НЕФТИ ПРИ ВНУТРЕННИХ ПЕРЕВОЗКАХ АВТОМОБИЛЬНЫМИ ЦИСТЕРНАМИ

11.1. НАЗНАЧЕНИЕ СИСТЕМЫ НАЛИВА И ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ВХОДЯЩЕЕ В СОСТАВ ПУНКТА НАЛИВА РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА 30000 М³ КУЮМБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

11.1.1. ПОРЯДОК НАЛИВА В АВТОЦИСТЕРНЫ НА ПУНКТЕ НАЛИВА РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА 30000 М³

11.1.1.1. Пункт налива резервуарного парка Куюмбинского месторождения предназначен для отпуска нефти на технологические нужды, топливо и сторонним организациям представлен в [Приложении 31](#). Порядок учета нефти и оформление документации указаны в разделе 6 настоящей Технологической инструкции.

11.1.1.2. Перечень основного оборудования, входящего в состав пункта налива резервуарного парка 30000 м³ приведён в Таблице 3.

Таблица 3
Основное оборудование пункта налива резервуарного парка 30000 м³

№	ОБОРУДОВАНИЕ ВХОДЯЩИЙ В СОСТАВ СИСТЕМЫ НАЛИВА	КОЛ-ВО ЭЛЕМЕНТОВ
1	2	3
1	Газоотделитель (ёмкость сепарационная)	2
2	Расходомер жидкости массовый	2
3	Клапан предохранительный	2
4	Электромагнитный клапан Ду80	2
5	Электромагнитный клапан Ду25	2
6	Клапан обратный дисковый пружинный межфланцевый	2
7	Затвор пов.-диск. Трехэксцентр, межфланцевый Ду80	2
8	Кран шаровой полнопроходной ручной	4
9	Клапан трехходовой перепускной Ду15	2
10	Электронасосный агрегат	2
11	Наливной стояк	2
12	Компенсатор сильфонный	2
13	Фильтр сетчатый	2
14	Затвор дисковый межфланцевый с эл. приводом Ду 80	2
15	Блок клапанный	2
16	Датчик избыточного давления	2
17	Огнепреградитель	2
18	Манометр	2
19	Датчик-сигнализатор уровня продукта в газоотделителе	2
20	Датчик-сигнализатор уровня продукта в автоцистерне	2
21	Датчик гаражного положения консоли	2



№	ОБОРУДОВАНИЕ ВХОДЯЩИЙ В СОСТАВ СИСТЕМЫ НАЛИВА	КОЛ-ВО ЭЛЕМЕНТОВ
1	2	3
22	Датчик температуры	2
23	Устройство заземления автоцистерн	2
24	Устройство контроля заземления	2
25	Коробка клеммная	2
26	Пост управления	2
27	Блок индикации и управления	2
28	Шлагбаум	2
29	Светильник взрывозащищенный	2
30	Система оповещения	2
31	Газоанализатор	2

11.1.1.3. Перед заправкой емкости шасси АЦ (прицеп или полуприцеп) выставляется на площадке налива в горизонтальное положение.

11.1.1.4. Оператор товарный ЦППН должен проверить обеспеченность АЦ средствами пожаротушения (огнетушитель, песок, кошма, лопата), наличие искрогасителя на выхлопной трубе АЦ, наличие заземляющего устройства, исправность указателя уровня жидкости.

11.1.1.5. Оператор товарный ЦППН должен проверить, что бы водитель заглушил двигатель, поставил на ручной тормоз АЦ, под колеса установил противооткатные устройства и произвел заземление цистерны при помощи клещей заземления. Клещи заземления входят в состав системы налива.

11.1.1.6. Оператор товарный ЦППН должен проверить наличие разрешающих документов у водителя согласно настоящей Технологической инструкции.

11.1.1.7. Не допускается находится при наливе нефти в одежде способной накапливать заряды статистического электричества.

11.1.1.8. Работы по наливу в АЦ производятся оператором товарным. Оператор товарный контролирует работу насоса и осуществляет закрытие/открытие запорной арматуры.

11.1.1.9. Оператор товарный ЦППН задает дозу и расход налива с АРМ либо с кнопочного пульта.

11.1.1.10. Оператор товарный ЦППН включает установку с местного поста управления при этом включается электронасосный агрегат и открывается затвор с электроприводом в положение малого расхода (клапан открывается на малый расход).

11.1.1.11. На контроллер поступает информация с массового расходомера о количестве отпущенной нефти. Одновременно величина разового и суммарного расхода отпускаемой нефти выводится на табло индикации.



11.1.1.12. При отпуске 5 % дозы с АРМ, блока управления или компьютера подается команда на открытие затвора (клапана) в режим большого расхода и отпуск продолжается с заданным расходом.

11.1.1.13. За 5% до окончания дозы электроуправляемый затвор (клапан) закрывается на уровень малого расхода для более точной отсечки отпускаемой дозы.

11.1.1.14. По окончании отпуска дозы (или при срабатывании датчика верхнего уровня за 140мм до предельного уровня наполнения цистерны не наливном стояке) блок индикации и управления выдает команду на выключение электронасосного агрегата и закрытие затвора (клапана), в результате чего затвор (клапан) закрывается и налив прекращается.

11.1.1.15. После остановки насоса необходимо подождать не менее 5 минут для стекания нефти со стенок наливных труб и полного опорожнения стояка.

11.1.1.16. До получения свидетельства о поверке автоматической станции налива, наполнение осуществляется до уровня контрольного угольника АЦ.

11.1.1.17. Затем, наливной наконечник извлекается из горловины, на нижнюю часть наконечника крепится съемный каплесборник и устанавливается в гаражное положение.

11.1.1.18. Налив нефти аварийно прекращается в случае:

- нарушении заземления;
- отсутствии нефтепродукта на входе электронасосного агрегата;
- при срабатывании датчика предельного уровня;
- прекращении подачи электропитания;
- срабатывании датчиков гаражного положения;
- при достижении концентрации паров нефти выше допустимой нормы и при падении уровня затворной жидкости электронасосного агрегата ниже установленного предела.

11.1.1.19. АЦ с нефтью пломбируются сдающей стороной в соответствии с постановлением Правительства РФ от 21.12.2020 №2200 «Об утверждении Правил перевозок грузов автомобильным транспортом и о внесении изменений в пункт 2.1.1 Правил дорожного движения Российской Федерации». Пломбированию подлежат АЦ, прицепы и полуприцепы, в которых перевозится нефть. Места пломбирования устанавливаются в зависимости от конструкции АЦ.

11.1.1.20. После оформления товарно-транспортных документов согласно настоящей Технологической инструкции водителю АЦ разрешается выезд с площадки пункта налива.

11.1.2. ПЕРЕЧЕНЬ ВОЗМОЖНЫХ НЕИСПРАВНОСТЕЙ В ПРОЦЕССЕ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ ПУНКТА НАЛИВА И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО УСТРАНЕНИЮ

11.1.2.1. Перечень возможных неисправностей в процессе работы оборудования пункта налива и рекомендации по устранению представлены в Таблице 4.

Таблица 4
Перечень возможных неисправностей оборудования



№ П/П	НЕИСПРАВНОСТЬ	ВЕРОЯТНАЯ ПРИЧИНА НЕИСПРАВНОСТИ	РЕКОМЕНДАЦИИ ПО УСТРАНЕНИЮ
1	2	3	4
1	Самопроизвольное вертикальное движение наливного наконечника	Не произведена корректировка положения противовесов или усилия амортизатора	Произвести корректировку положения противовесов, усилия амортизатора
2	Наличие между фланцевым соединением течи продукта	Отсутствует между фланцами уплотнение, или ослабленная затяжка фланцевого соединения	Проверить наличие уплотнений, провести затяжку соединений фланцев
3	Повышенное усилие при маневрировании стояком и фиксации наконечника	Недостаточная смазка подвижных элементов	Произвести смазку
4	Насос не подает жидкость	Насос заполнен нефтью не полностью	Заполнить насос перекачиваемой жидкостью
		Наличие воздуха или газа во всасывающем трубопроводе или в корпусе насоса	Спустить воздух и газы и заполнить перекачиваемой жидкостью
		Подсос воздуха в результате негерметичности во всасывающем трубопроводе или торцевом уплотнении вала	Уплотнить фланцевые соединения трубопровода. Обеспечить герметичность в местах выхода вала из корпуса насоса
5	Насос не создает напора	Неправильное направление вращения вала	Обеспечить правильное вращение вала электродвигателя
		Износ уплотнительных колец	Заменить кольца
		Частично засорены каналы рабочего колеса	Очистить каналы
6	Вибрация и шум насоса при работе	Явление кавитации	Увеличить подпор на приемном коллекторе
7	Утечка перекачиваемой жидкости через торцевое уплотнение	Давление жидкости перед уплотнением выше допустимого	Снизить давление в приёмном коллекторе насоса
		Потеря эластичных свойств уплотнительных колец	Заменить уплотнительные кольца



11.2. НАЗНАЧЕНИЕ СИСТЕМЫ НАЛИВА И ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ВХОДЯЩЕЕ В СОСТАВ ПУНКТА НАЛИВА ЦПС

11.2.1. ПОРЯДОК НАЛИВА В АВТОЦИСТЕРНЫ НА ЦПС

11.2.1.1. Пункт налива ЦПС предназначен для отпуска нефти на технологические нужды, топливо и сторонним организациям представлен в [Приложении 32](#). Порядок учета нефти и оформление документации указаны в разделе 6 настоящей Технологической инструкции.

11.2.1.2. Основное оборудование, входящее в состав пункта налива ЦПС представлено в Таблице 5.

Таблица 5
Основное оборудование, входящее в состав пункта налива ЦПС

№	ОБОРУДОВАНИЕ ВХОДЯЩИЙ В СОСТАВ СИСТЕМЫ НАЛИВА	КОЛ-ВО ЭЛЕМЕНТОВ
1	2	3
1	Газоотделитель	2
2	Расходомер массовый	2
3	Клапан предохранительный	2
4	Клапан обратный дисковый межфланцевый	2
5	Клапан обратный поворотный межфланцевый	2
6	Электронасосный агрегат	2
7	Компенсатор сильфонный	2
8	Кран шаровый Фланцевый Ду25	6
9	Кран шаровый Фланцевый Ду50	4
10	Кран шаровый Фланцевый Ду100	2
11	Фильтр сетчатый	2
12	Затвор пов.-диск. Трехэксцентр, межфланцевый	2
13	Клапанный блок	4
14	Датчик избыточного давления	2
15	Огнепреградитель	2
16	Манометр	2
17	Датчик предельного налива консолей	4
18	Датчик рабочего положения консоли	2
19	Датчик гаражного положения консоли	2
20	Датчик гаражного положения моста	2
21	Датчик температуры	2
22	Устройство контроля заземления	2
23	Коробка клеммная	4
24	Пост управления АРМ	2
25	Блок индикации и управления	2
26	Шкаф силовой	2
27	Шлагбаум	2
28	Переключатель пакетный	2



№	ОБОРУДОВАНИЕ ВХОДЯЩИЙ В СОСТАВ СИСТЕМЫ НАЛИВА	КОЛ-ВО ЭЛЕМЕНТОВ
1	2	3
29	Светильник светодиодный	4
30	Оповещатель звуковой пожарный	1
31	Оповещатель световой пожарный	1
32	Извещатель пожарный ручной	2
33	Газоанализатор	2

11.2.1.3. Перед заправкой емкости шасси АЦ (прицеп или полуприцеп) выставляется на площадке налива в горизонтальное положение.

11.2.1.4. Оператор товарный ЦППН должен проверить обеспеченность АЦ средствами пожаротушения (огнетушитель, песок, кошма, лопата), наличие искрогасителя на выхлопной трубе АЦ, наличие заземляющего устройства, исправность указателя уровня жидкости.

11.2.1.5. Оператор товарный ЦППН должен проверить, что бы водитель заглушил двигатель, поставил на ручной тормоз АЦ, под колеса установил противооткатные устройства и произвел заземление цистерны при помощи клещей заземления. Клещи заземления входят в состав системы налива.

11.2.1.6. Оператор товарный ЦППН должен проверить наличие разрешающих документов у водителя согласно настоящей Технологической инструкции.

11.2.1.7. Не допускается находится при наливе нефти в одежде способной накапливать заряды статистического электричества.

11.2.1.8. Работы по наливу в АЦ производятся оператором товарным. Оператор товарный контролирует работу насоса и осуществляет закрытие/открытие запорной арматуры.

11.2.1.9. Оператор товарный ЦППН задает дозу и расход налива с АРМ либо с кнопочного пульта.

11.2.1.10. Оператор товарный ЦППН включает установку с местного поста управления при этом включается электронасосный агрегат и открывается затвор с электроприводом в положение малого расхода (клапан открывается на малый расход).

11.2.1.11. На контроллер поступает информация с массового расходомера о количестве отпущенной нефти. Одновременно величина разового и суммарного расхода отпускаемой нефти выводится на табло индикации.

11.2.1.12. При отпуске 5 % дозы с АРМ, блока управления или компьютера подается команда на открытие затвора (клапана) в режим большого расхода и отпуск продолжается с заданным расходом.

11.2.1.13. За 5 % до окончания дозы электроуправляемый затвор (клапан) закрывается на уровень малого расхода для более точной отсечки отпускаемой дозы.

11.2.1.14. По окончании отпуска дозы (или при срабатывании датчика верхнего уровня за 140мм до предельного уровня наполнения цистерны не наливном стояке) блок индикации и управления выдает команду на выключение электронасосного агрегата и закрытие затвора



(клапана), в результате чего затвор (клапан) закрывается и налив прекращается.

11.2.1.15. После остановки насоса необходимо подождать не менее 5 минут для стекания нефти со стенок наливных труб и полного опорожнения стояка.

11.2.1.16. До получения свидетельства о поверке автоматической станции налива, наполнение осуществляется до уровня контрольного угольника АЦ.

11.2.1.17. Затем, наливной наконечник извлекается из горловины, на нижнюю часть наконечника крепится съемный каплесборник и устанавливается в гаражное положение.

11.2.1.18. Налив нефти аварийно прекращается в случае:

- нарушении заземления;
- отсутствии нефтепродукта на входе электронасосного агрегата;
- при срабатывании датчика предельного уровня;
- прекращении подачи электропитания;
- срабатывании датчиков гаражного положения;
- при достижении концентрации паров нефти выше допустимой нормы и при падении уровня затворной жидкости электронасосного агрегата ниже установленного предела.

11.2.1.19. АЦ с нефтью пломбируются сдающей стороной. Пломбированию подлежат АЦ, прицепы и полуприцепы, в которых перевозится нефть. Места пломбирования устанавливаются в зависимости от конструкции АЦ.

11.2.1.20. После оформления товарно-транспортных документов согласно настоящей Технологической инструкции водителю АЦ разрешается выезд с площадки пункта налива.

11.3. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

11.3.1. Настоящая Технологическая инструкция предусматривает общие требования безопасности при проведении сливоналивных операций на наливных эстакадах.

11.3.2. К проведению сливоналивных операций на наливных эстакадах допускаются лица, достигшие 18-летнего возраста, прошедшие в установленном порядке инструктаж, обучение и проверку знаний по охране труда, технике безопасности и пожарной безопасности.

11.3.3. Все работники должны проходить предварительный медицинский осмотр при поступлении на работу и периодические медицинские осмотры.

11.3.4. На рабочем месте должны быть предусмотрены первичные средства пожаротушения.

11.3.5. Площадка, на которой расположена эстакада для налива АЦ, должна иметь твердое покрытие и обеспечивать беспрепятственный сток разлитой нефти в специальный сборник, а дождевых стоков - в канализацию.

На площадках должны быть установлены знаки дорожного движения и пожарной безопасности, скорость движения не должна превышать 5 км/час.

11.3.6. Въезд на эстакаду для налива АЦ неисправных автомобилей, а также их ремонт, запрещается.



11.3.7. АЦ должны иметь металлическую заземляющую цепь с участком касания с землей в 100 мм.

11.3.8. АЦ должны быть снабжены противооткатными устройствами, двумя огнетушителями, кошмой, песочницей с сухим песком и лопатой, иметь информационные таблицы системы информации об опасности. Неисправные и неукomплектованные пожарным инвентарем АЦ к наливу нефтью не допускаются.

11.3.9. Налив нефти должен производиться при неработающем двигателе автомобиля.

11.3.10. Водитель и оператор налива, должны осуществлять контроль за процессом налива нефти в АЦ.

11.3.11. Если при наливе нефти в АЦ допущен его разлив, то запуск двигателя запрещается. В этом случае АЦ должна быть отбуксирована на безопасное расстояние с помощью троса или штанги.

11.3.12. По окончании налива наливные рукава из горловины АЦ выводят только после полного слива из них нефти. Закрывать горловину АЦ крышкой следует осторожно, не допуская ударов.

11.3.13. Эстакаду для налива АЦ следует в зимнее время очищать от снега, льда и посыпать песком. Наледи, образовавшиеся на оборудовании, на площадках с наливными устройствами и металлоконструкциях, должны своевременно удаляться.

11.3.14. Эстакады, трубопроводы, сливоналивные шланги с наконечниками должны быть заземлены.

11.3.15. Территория нефтеналивных эстакад в темное время должна быть освещена. Особое внимание должно быть уделено освещению мест заправки и слива нефти.

11.3.16. Освещение эстакад должно быть прожекторное. Для местного освещения допускается применение взрывобезопасных аккумуляторных фонарей напряжением 12 В, включение и выключение которых должно производиться вне взрывоопасной зоны, вне колодцев и на расстоянии более 3 м от пункта набора нефти.

11.3.17. Санитарно-бытовые помещения должны содержаться в чистоте и проветриваться.

11.3.18. Вырытые на территории для технических целей траншеи и ямы должны быть ограждены и обозначены предупредительными знаками, а по окончании работ немедленно засыпаны.

11.3.19. В целях предотвращения загрязнения окружающей среды наливные устройства должны иметь дренажную систему с каплеуловителем для возможного слива остатка нефти из наливных устройств после окончания операций налива.

11.3.20. В случае разливов нефти (нефтепродуктов), разливы удаляются песком или сорбентом, которые затем помещаются в специально предназначенный закрывающийся, промаркированный контейнер, выполненный из негорючего материала.



11.4. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПЕРЕД НАЧАЛОМ РАБОТ

11.4.1. Товарный оператор, пред наливом нефти в АЦ должен проверить, что бы водитель заглушил двигатель, поставил на ручной тормоз АЦ, под колеса установил противооткатные устройства. Проверяет исправность искрогасителя на автомобильной цистерне, заземляющее устройство, наличие двух огнетушителей, ящика с сухим песком и лопаты. АЦ оснащается знаком опасности согласно стандарту.

11.4.2. Товарный оператор визуально проверяет наличие заземляющих проводников сливоналивных эстакад, оборудования эстакад. Необходимо осмотреть наливные шланги с целью выявления неисправностей.

11.4.3. Проверить наличие и исправность первичных средств пожаротушения.

11.4.4. Ознакомиться с записями в журнале приема-сдачи смены (вахтовый журнал). Проверить исправность оборудования. О неисправностях и неполадках сообщить непосредственному руководителю.

11.4.5. Перед началом налива нефти оператор товарный обязан:

- убедиться в исправности резервуара и его оборудования, технологических трубопроводов и правильности переключения запорной арматуры;
- убедиться в исправности сливного устройства АЦ;
- присоединять нижний сливной люк цистерны к сливному коллектору можно только после установки башмаков под колеса цистерны, которые должны быть деревянными или из материала, не дающего искр.

11.5. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ВО ВРЕМЯ РАБОТЫ

11.5.1. Перед наливом нефти автотранспорт устанавливают по ходу движения автотранспорта, для чего должен быть обеспечен свободный выезд с территории на случай аварийной ситуации.

11.5.2. Во время налива не допускается движение автотранспорта на расстояние ближе 8 метров от пункта налива.

11.5.3. Переход с обслуживающей площадки эстакады на цистерну должен осуществляться через переходные мостики. Мостики должны быть заземлены, нижняя часть мостика со стороны цистерны должна иметь резиновую или деревянную накладку с потайными болтами.

11.5.4. АЦ, предназначенные для налива нефти, должны быть заземлены. Запрещается эксплуатировать цистерну с неисправными, сливными люками, площадками, поручнями, а также с пропускающими крышками, без резиновой прокладки. Налив цистерн при отсутствии отметки технического осмотра не допускается.

11.5.5. Крышки люков, нижние сливные приборы цистерн необходимо открывать и закрывать, не допуская ударов, способных вызвать искрообразование.

11.5.6. Нефть в цистерну должен поступать равномерной струей под слой жидкости. Подача нефти «падающей струей» запрещается. Запрещается проведение сливоналивных операций во время грозы. Запрещается проводить сливоналивные операции с цистернами, облитыми нефтью.



11.5.7. Во время налива должен осуществляться контроль за наполнением цистерны, не допускать перелива. Случайно разлитую нефть следует немедленно удалить, а место разлива зачистить и засыпать песком.

Если при наливе нефти в АЦ допущен его пролив, то запуск двигателя запрещается. В этом случае АЦ должна быть отбуксирована на безопасное расстояние с помощью троса или штанги.

11.5.8. При открытии люка цистерны с нефтью работнику необходимо находиться относительно люка с наветренной стороны.

Запрещается заглядывать в открытый люк или низко наклоняться к его горловине во избежание вдыхания и отравления выделяющимися вредными парами нефти.

11.5.9. Отбор проб надлежит проводить металлическими пробоотборниками, не дающими искр при ударе. Пробоотборник должен быть заземлен. Опускать и поднимать пробоотборник следует плавно, без ударов его о края горловины. Запрещается отбирать пробу нефти во время налива или слива его из цистерны, а также во время грозы, сильных атмосферных осадков.

11.5.10. Крышки люков, нижние сливные приборы цистерн после сливноналивных операций и замера уровня нефти должны быть герметично закрыты.

11.5.11. В сливноналивных устройствах вязкие и застывшую нефть разрешается разогревать паром, горячей водой, электронагревающими устройствами. Применять для этих целей открытый огонь запрещается. Не допускается электроподогрев нефти в цистерне.

11.5.12. Выезд с территории объекта должен производиться только после окончания налива (слива) и закрытия люка цистерны, оформления документов.

11.5.13. По окончании налива наливные рукава из горловины АЦ выводят только после полного слива из них нефти. Закрывать горловину АЦ крышкой следует осторожно, не допуская ударов.

11.5.14. Лестницы и площадка эстакады должны содержаться в чистоте и исправном состоянии.

Подниматься и спускаться на эстакаду следует держась за поручни двумя руками.

11.5.15. Открытие и закрытие задвижек должно производиться плавно, без рывков.

11.5.16. Территория сливноналивных устройств, автомобильные эстакады должны содержаться в чистоте, в зимнее время - очищаться от снега.

11.5.17. На территории эстакад запрещается:

- производить ремонт и очистку АЦ;
- применять невзрывозащищенные фонари, переносные лампы и т.п.;
- сбрасывать с эстакады цистерны инструменты, детали, соединительные шланги, ветошь и другие предметы.

11.5.18. Лицам, не имеющим непосредственного отношения к обслуживанию цистерн, находиться на территории эстакад, запрещается.



12. УЧЕТ НЕПОДГОТОВЛЕННОЙ НЕФТИ, ПРИНЯТОЙ НА ОБЪЕКТАХ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ ИЗ АВТОЦИСТЕРН

12.1. Должностные лица, ответственные за отпуск, учет, прием и использование нефти назначаются приказом по Обществу.

12.2. Подрядные организации, оказывающие услуги по вывозу нефти, предоставляют в транспортное управление утвержденный список автотранспорта (с указанием марки, государственного номера автомобиля, даты составления списка и сроком действия утвержденного списка автотранспорта). Все изменения в список автотранспорта вносятся подрядной организацией в письменном виде и предоставляются в заинтересованное транспортное управление. Все АЦ, участвующие в перевозке нефти, должны быть снабжены исправными GPS-трекерами, в путевом листе делается отметка о наличии на автомобиле исправного GPS-трекера.

12.3. Транспортное управление обеспечивает передачу следующих документов на ПСН в ЦППН:

- утвержденный список автотранспорта (с указанием марки, государственного номера автомобиля, даты составления списка и сроком действия утвержденного списка автотранспорта) со всеми изменениями, внесенными подрядной организацией (подрядчиком) в письменном виде в список автотранспорта;
- копию свидетельства о допуске транспортного средства к перевозке опасного груза;
- копию свидетельства о подготовке водителей транспортных средств, используемых для перевозки опасных грузов;
- копию свидетельства о проверке АЦ, выданной организацией, имеющей лицензию на проведение проверки мер полной вместимости;
- нормы времени движения АЦ от ПОН до ПСН.

12.4. Подрядные организации (подрядчики) – владельцы автотранспорта, участвующие в перевозке нефти, должны обеспечить водителей АЦ, осуществляющих перевозку нефти, на время операций слива-налива нефти нижеследующим:

- индивидуальный фильтрующий противогаз для защиты органов дыхания, лица, глаз от вредного воздействия вредных газов и паров в аварийной ситуации на пункте налива нефти, конденсата, по защите от газов – сероводорода и углеводородов;
- медицинскую аптечку;
- специальную одежду, специальную обувь;
- квалификационное водительское удостоверение;
- удостоверение по перевозке опасных грузов;
- удостоверение по проверке знаний, по профессии;
- талон о прохождении пожарно-технического минимума, для лиц, работающих на пожарно-опасных объектах;
- свидетельство о прохождении обучения на курсах по оказанию первой доврачебной помощи.

12.5. Водительский состав подрядных организаций, осуществляющих перевозку нефти АЦ при внутренних перевозках в Обществе, должен быть трудоустроен по трудовому договору в соответствии с Трудовым кодексом Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ.



12.6. ЧОП обеспечивает допуск АЦ на ПСН в количестве, соответствующем количеству стояков слива. Не допускает одновременный въезд и выезд АЦ, загромождение въездных ворот.

12.7. Слив нефти, производится после получения разрешения товарного оператора ЦППН, ответственного за организацию слива нефти, на основании документа о качестве нефти.

12.8. Сырая нефть из АЦ сливается работником ПСН в заглубленную ёмкость. Центробежным насосом сырая нефть подается непосредственно на УПН, где происходит её подготовка.

12.9. При подъезде АЦ на площадку слива нефти скорость движения не должна превышать указанную на знаке «Ограничение скорости».

12.10. Учет неподготовленной нефти, перевозимой на объекты подготовки посредством АЦ, на пунктах налива (скважинах) ЦДНГ осуществляется путем оформления мастером ЦДНГ ТН ([Приложение 9](#)) в 4-х экземплярах с указанием пункта налива (скважины), даты, времени наполнения, значения уровня и объема жидкости, налитой в АЦ, с указанием содержания воды (%) согласно предоставленным геологическим расчетам по данной скважине. Составление и подписание транспортных накладных мастером ЦДНГ осуществляется на основании оформленной доверенности. Мастер ЦДНГ ведет реестр накладных отпущенной неподготовленной нефти, обеспечивая его своевременное и корректное заполнение. В реестре накладных указывается дата налива, № накладной, объем нефтегазоводяной смеси, пункт налива и слива, регистрационный знак автомобиля, Ф.И.О. водителя. Запись в реестре закрепляется подписью мастера ЦДНГ и подписью водителя.

12.11. Прием нефти на ПСН производится оператором ЦППН, ответственным за получение сырой нефти, который:

- проверяет ТН;
- проверяет документ о качестве нефти;
- проверяет наличие и целостность пломб.

12.12. Оператор ЦППН по завершению работ по приему нефти:

- производит осмотр емкости автотранспортного средства на предмет полноты слива нефти, (допускается технологический остаток жидкости в АЦ, опорожнение которого невозможно из-за конструкции сливного патрубка АЦ);
- заполняет соответствующие разделы ТН;
- контролирует подписание со стороны водителя транспортной организации соответствующего раздела ТН о сдаче груза;
- передает один экземпляр оформленной ТН водителю, второй экземпляр остается в ЦППН;
- ежедневно передает в ПДС УНП сведения о количестве принятой нефти.

12.13. Учёт слитой неподготовленной нефти на объектах подготовки ведется по объёму, указанному в товарной накладной, оформленной мастером ЦДНГ. Оператор ЦППН производит записи в журнале учета по приему нефтегазоводяной смеси на объектах подготовки, с обязательным заполнением всех данных в соответствии с данными, указанными в транспортной накладной. Журнал хранится на том объекте подготовки, на котором



проводится приём жидкости. Форма журнала приема приведена в [Приложении 33](#). Оператор ЦППН ведет реестр накладных принятой неподготовленной нефти, обеспечивая его своевременное и корректное заполнение.



13. ПОРЯДОК ФОРМИРОВАНИЯ ОПЕРАТИВНОГО (СУТОЧНОГО) МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА УГЛЕВОДОРОДОВ (НЕФТЬ И ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ)

ЗАПОЛНЕНИЕ ФОРМУЛЯРА

Оперативный материальный баланс по Обществу формируется ежедневно в «ТИС-Добыча» и составляется на основании данных первичных учетных документов и расчетов в соответствии с требованиями настоящей Технологической инструкции по форме [Приложения 34](#).

Для составления оперативного материального баланса нефти в Обществе должны использоваться утвержденные Министерством энергетики Российской Федерации нормативы технологических потерь.

Суммарные значения ежедневных производственных показателей подлежат уточнению по результатам инвентаризации углеводородного сырья в рамках закрытия месяца.

Отправка показателей осуществляется нефтегазодобывающими предприятиями через «ТИС-Добыча» и Единые формуляры через систему передачи консолидированных показателей в установленное время и сроки, срок предоставления оперативного (суточного) материального баланса – ежедневно, время предоставления – до 06-00 Московского времени.

13.1. «Общие остатки нефтяного сырья на начало периода». Общество вносит значения данных общих остатков собственной нефти и нефти третьих лиц, указанных в предыдущем оперативном материальном балансе на конец предыдущих суток по технологическим, «мертвым» и товарным остаткам нефти (сумма остатков в нефтепроводах, резервуарах, технологических аппаратах, амбарах очистных сооружений и нефти, находящейся в пути к пунктам сдачи).

13.1.1. «Остатки собственные на начало периода». Вносят значения данных о собственных остатках нефти (сумма остатков собственного сырья в нефтепроводах, резервуарах, технологических аппаратах, амбарах очистных сооружений и нефти, находящейся в пути к пунктам сдачи).

«Остатки «мертвые». Вносят:

- Массу остатков нефти в резервуарах расчетным путем с использованием градуировочных таблиц резервуаров и физико-химических свойств нефти. Данные «мертвые» остатки включены в норматив «мертвых и технологических» остатков, который согласовывается в Компании утверждается по Обществу дважды в год – по состоянию на 1 января и 1 июля;
- Масса нетто остатков нефти в трубопроводах (нефтепроводах). Определяется расчетным путем с использованием данных об их вместимости, степени заполнения и параметров находящейся в них НС (п. 8.27 настоящей Технологической инструкции). Данные «мертвые» остатки включены в норматив «мертвых и технологических» остатков, который согласовывается в ДНГД и утверждается по Обществу дважды в год – по состоянию на 1 января и 1 июля.

«Остатки технологические». Вносят:



- Массу остатков нефти в резервуарах, необходимой для обеспечения нормального технологического режима подготовки определяют расчетным путем с использованием градуировочных таблиц объектов подготовки нефти и физико-химических свойств нефти при инвентаризации (с применением СИ). Данные технологические остатки включены в норматив «мертвых и технологических» остатков, который согласовывается в ДНГД и утверждается по Обществу дважды в год – по состоянию на 1 января и 1 июля. К учету принимается фактическое наличие остатков нефти в резервуарах, с учетом отчетного периода;
- Массу остатков нефти в технологических аппаратах и емкостях определяют расчетным путем с использованием технологических карт системы сбора и подготовки нефти и физико-химических свойств нефти (п. 8.28 настоящей Технологической инструкции). Данные технологические остатки включены в норматив «мертвых» и технологических остатков, который согласовывается в ДНГД и утверждается по Обществу дважды в год – по состоянию на 1 января и 1 июля;
- Массу остатков нефти в прудах дополнительного отстоя, амбарах очистных сооружений (участвующих в технологическом процессе);
- Массу остатков нефти, находящуюся в пути к пунктам сдачи.

При составлении оперативного материального баланса, необходимо так же учитывать изменение остатков нефти за счет ввода/вывода в работу объектов подготовки и транспортировки нефти, демонтажа оборудования. Данные изменения оформляются расчетами по форме [Приложения 25](#), согласно настоящей Технологической инструкции.

Результаты данных расчетов в обязательном порядке необходимо учитывать при ежемесячной инвентаризации остатков нефти.

«Остатки товарные» (товарный остаток нефти). Вносят:

- Массу остатков нефти в товарных резервуарах;
- Определяют по результатам оперативного закрытия суток с учетом СИ и физико-химических свойств нефти.

«Остатки в нефтепроводах». Вносят количество фактических (натурных) остатков нефти в трубопроводах системы сбора, подготовки и перекачки нефти. Масса остатков нефти формируется на основе утвержденных нормативов и корректируется при их изменении. Остатки массы нефти на начало периода равны остаткам массы нефти на конец предыдущего периода. Остатки в трубопроводах (нефтепроводах) относят к «мертвым» остаткам нефти.

«Остатки в резервуарах и технологических аппаратах».

Остатки на начало периода равны остаткам на конец предыдущего периода. Объем «мертвых» и технологических остатков формируется на основе утвержденных нормативов.

Вносят:

- Массу «мертвых» остатков нефти в резервуарах;
- Массу технологических остатков нефти в резервуарах;
- Массу технологических остатков в аппаратах и емкостях;
- Массу товарных остатков нефти в резервуарах.



«Остатки в амбарах очистных сооружений». Вносят остатки массы нефти в прудах дополнительного отстоя, амбарах очистных сооружений (участвующих в технологическом процессе). Вся нефтесодержащая жидкость, образовавшаяся в результате размещения жидкости в прудах дополнительного отстоя, аварийных амбарах и амбарах очистных сооружений, вне зависимости от ее происхождения, подлежит измерению. Остатки на начало периода равны остаткам на конец предыдущего периода. Остатки в амбарах очистных сооружений относят к технологическим остаткам нефти.

«Нефть, находящаяся в пути к пунктам сдачи». Вносят массу нефти (по результатам измерений), переданной Обществом подрядной организации для транспортировки, подготовленной к отгрузке, но не отгруженной (на начало периода) в ж/д вагоны цистерны или в систему МН ПАО «Транснефть». Включает в себя остатки собственного сырья Общества в сторонних транспортных системах, используемых для доставки сырья предприятия в пункты сдачи. Остатки на начало периода равны остаткам на конец предыдущего периода.

13.1.2. «В том числе остатки нефтяного сырья сторонних организаций на начало периода». Вносят остатки массы стороннего сырья в нефтепроводах, резервуарах, технологических аппаратах и амбарах очистных сооружений Общества. Массу нетто остатков нефти определяют расчетным способом как разность между принятой нефтью и нефтью, переданной на транспортировку, остатков нефти на начало отчетного периода, а также потерь нефти. Порядок отнесения остатков нефти к технологическим и товарным определяют в договоре. Остатки на начало периода равны остаткам на конец предыдущего периода.

«В том числе остатки нефтяного сырья сторонних организаций на начало периода. Общество вносит остатки стороннего сырья предприятий, входящих в периметр консолидации ПАО «НК «Роснефть».

«В том числе остатки нефтяного сырья сторонних организаций на начало периода». Вносят остатки стороннего сырья предприятий, не входящих в периметр консолидации ПАО «НК «Роснефть».

13.2. «Валовая добыча». Общий объем добычи углеводородного сырья за сутки. Вносят данные, определенные в соответствии с требованиями подраздела 3.3 настоящей Технологической инструкции.

Вносят суммы данных измерений массы нефти в составе НС на скважинах лицензионного участка (раздел 5 настоящей Технологической инструкции) с применением:

- Поправки на погрешности СИ, с помощью которых проведено измерение массы нефти в составе НС на скважинах ЛУ;
- Значения дебаланса – разницы между массой нефти в составе НС, определенной по результатам измерений дебитов скважин ЛУ по массе нефти, и массой нефти, определенной по завершении подготовки нефти ЛУ;
- «Добыча нефти (владельцы лицензий)». Данная строка для заполнения Обществом – владельцем лицензий. Вносят массу нефти, добытую за сутки.

«Добыча нефти (операторы)». Данная строка для заполнения ОГ – операторами (не владельцы лицензий), оказывающими операторские услуги владельцу лицензий ПАО «НК «Роснефть». Вносят массу нефти, добытую за текущие сутки.



13.2.1. «Перенос газового конденсата в нефть (в случае подготовки ГК для сдачи совместно с нефтью и/или добычи ГК из нефтяных скважин)». Вносят значение, уменьшающее объем добытого конденсата из нефтяных и газоконденсатных скважин, в случае его сдачи как товарной нефти.

13.2.2. «Валовая добыча с поправкой на ГК». Расчетный показатель: валовая добычи нефти плюс объем ГК, перенесенный в нефть.

Учет газового конденсата, добытого на лицензионном участке, осуществляют:

- При наличии выделенной технологической схемы сбора и подготовки – значения, определенные посредством применения СИ;
- При добыче через нефтяные скважины – расчетные данные, предоставленные службой разработки месторождений на основании текущих режимов работы скважин.

13.2.3. «Приобретение сырья у сторонних организаций». Вносят значения, определяемые по показаниям СИ, мерам полной вместимости, СИКН с учетом физико-химических показателей нефти.

Закупка нефти и ГК самим Обществом у других предприятий:

- У предприятий, входящих в периметр консолидации ПАО «НК «Роснефть». Не включает закупку операторами нефти и ГК на собственные нужды у ПАО «НК «Роснефть»;
- Сторонних организаций. У предприятий, не входящих в периметр консолидации ПАО «НК «Роснефть», которые не участвуют в 100% или пропорциональной консолидации Компании.

13.2.4. Поступление сырья для подготовки и транспортировки сторонних организаций». Вносят значения, определяемые по показаниям СИ, мерам полной вместимости, СИКН (СИКНС) сторонней организации с учетом физико-химических показателей нефти.

Количество стороннего сырья, принятого Обществом для дальнейшей подготовки и/или транспортировки у других предприятий:

- У предприятий, входящих в периметр Компании;
- Сторонних организаций. У предприятий, не входящих в периметр ПАО «НК «Роснефть», которые не участвуют в 100% или пропорциональной консолидации Компании.

13.2.5. «Передача собственного сырья для подготовки и транспортировки сторонним организациям, в том числе». Вносят значения, определяемые по показаниям СИ, мерам полной вместимости, СИКН (СИКНС) с учетом физико-химических показателей нефти.

Количество собственного сырья Общества, переданное на сторону для дальнейшей подготовки и/или транспортировки другим предприятиям:

- ОГ. Предприятиям, входящих в периметр консолидации ПАО «НК «Роснефть»;
- Сторонним организациям. Предприятиям, не входящих в периметр ПАО «НК «Роснефть», которые не участвуют в 100% или пропорциональной консолидации Компании.



13.2.6. «Потери при производстве и транспортировке». Вносят количество нефти, безвозвратно утраченное на объектах сбора и подготовки нефти, обусловленное технологическим процессом сбора и подготовки нефти. Данный раздел включает так же объем сверхнормативных потерь (в разделе 6 указывают сумму с количеством потерь, отраженном в разделе 21).

Включают потери нефти:

- Технологические при добыче, подготовке и промысловой транспортировке (в пределах установленных Минэнерго России нормативов);
- Технологические при транспортировке товарной нефти до системы сдачи (в пределах установленных нормативов в Обществе). При транспортировке по собственной/сторонней инфраструктуре до пунктов сдачи (УУН ПАО «Транснефть», наливной ж/д терминал, наливной автотерминал);
- При стабилизации нефтяного сырья.

Вносят расчетные значения технологических потерь углеводородов, которые обосновываются и, в установленном порядке, утверждаются в Минэнерго России по каждому ЛУ. Определяются в порядке, указанном в разделе 7 настоящей Технологической инструкции. Указывается сумма потерь собственного и стороннего сырья.

«Потери собственные». Вносят потери, указанные в разделе 6 в отношении собственного добытого и приобретенного со стороны сырья, включая потери в отношении сырья Общества, переданного сторонней организации для подготовки и/или транспортировки.

«Потери стороннего сырья». Вносят потери, указанные в разделе 6 в отношении стороннего сырья, принятого ОГ для подготовки и/или транспортировки. Потери стороннего сырья подразделяют на потери:

- Предприятий, входящих в периметр консолидации ПАО «НК «Роснефть»;
- Сторонних организаций. Предприятий, не входящих в периметр консолидации ПАО «НК «Роснефть», которые не участвуют в 100% или пропорциональной консолидации Компании.

«Нормативы потерь при производстве и транспортировке собственного сырья».

Вносят нормативную величину потерь:

- При добыче, подготовке и промысловой транспортировке (в пределах установленных Минэнерго России нормативов);
- При транспортировке товарной нефти до системы сдачи (в пределах установленных нормативов на предприятии);
- При стабилизации нефтяного сырья (в пределах установленных нормативов на предприятии).

13.3. Нормативы потерь при производстве и транспортировке стороннего сырья». Вносят нормативную величину потерь стороннего сырья в пределах установленных.

13.4. «Отбор легких фракций (при стабилизации)».



Вносят количество легких фракций при стабилизации газового конденсата из газоконденсатных скважин. Подразделяют на отбор легких фракций из собственного сырья и отбор легких фракций из стороннего сырья:

- Предприятий, входящих в периметр консолидации ПАО «НК «Роснефть»;
- Сторонних организаций, не входящих в периметр консолидации ПАО «НК «Роснефть», которые не участвуют в 100% или пропорциональной консолидации Компании.

13.5. «Расход на собственные нужды собственного сырья (владельцы лицензий)» – невозвратный расход собственного нефтяного сырья ОГ на производственно-технологические нужды и топливо предприятия (отпуск нефти для печей нагрева в качестве топлива, котельным по давальческой схеме и т.п.).

Данная строка для заполнения Обществом – владельцем лицензий. Вносят значения, определенные по показаниям СИ, либо по мере полной вместимости с использованием данных ИЛ (ИХАЛ). Определяются в порядке, указанном в разделе 6 настоящей Технологической инструкции.

Расход нефти на собственные нужды собственного сырья подразделяется:

- На технологические нужды;
- На заполнение трубопроводов и аппаратов (данная строка Обществом не заполняется. Учитывается при изменении остатков нефти на конец расчетного периода);
- На топливо в Обществе;
- На переработку на МУПН. Разница (по показаниям СИ) количества нефти, отпущенного на мобильные установки переработки нефти, на производство нефтебитумов, битумных сплавов и других нефтепродуктов (ШФЛУ) и возвращенного остатка, без учета потерь и расхода на собственные нужды. Вносят массу использованного нефтяного сырья за вычетом возвратной нефти (прием минус возврат).

13.6. «Расход на собственные нужды продукции (операторы, не владельцы лицензий)» – невозвратный расход собственного нефтяного сырья ОГ на производственно-технологические нужды и топливо предприятия (отпуск нефти для печей нагрева в качестве топлива, котельным по давальческой схеме и т.п.).

Данная строка для заполнения ОГ – ОГ операторов, оказывающих операторские услуги владельцу лицензий ПАО «НК «Роснефть». Это расход собственного сырья ОГ, которое оператор закупает у ПАО «НК «Роснефть» на собственные нужды.

Вносят значения, определенные по показаниям СИ, либо по мере полной вместимости с использованием данных ИЛ. Определяются в порядке, указанном в разделе 3.8 настоящей Технологической инструкции.

Расход нефти на собственные нужды продукции подразделяется:

- На технологические нужды;
- На заполнение трубопроводов и аппаратов (данная строка Обществом не заполняется. Учитывается при изменении остатков нефти на конец расчетного периода);
- На топливо в нефтегазодобывающей организации;
- На переработку на МУПН. Разница (по показаниям СИ) количества нефти, отпущенного на мобильные установки переработки нефти на производство нефтебитумов, битумных сплавов и других нефтепродуктов (ШФЛУ) и возвращенного остатка, без учета потерь и



расхода на собственные нужды. Вносят массу использованного нефтяного сырья за вычетом возвратной нефти (прием минус возврат).

13.7. «Итого расход на собственные нужды собственного сырья». Расчетный суммирующий показатель для операторов и владельцев лицензий (рассчитывается автоматически).

13.8. «Норма расхода на собственные нужды собственного сырья». Отражают нормативный расход собственного сырья на собственные нужды. Норматив (суммарный план) ежегодно формируется в виде утвержденного графика отпуска нефти по ПАО «НК «Роснефть» по статье «Отпуск на собственные производственно-технологические нужды».

Норма расхода подразделяется:

- На технологические нужды;
- На заполнение трубопроводов и аппаратов;
- На топливо в нефтегазодобывающей организации;
- На переработку на МУПН.

13.9. «Передано сторонним организациям подготовленной продукции для строительства скважин». Вносят количество нефти (собственного подготовленного сырья), переданного подрядным организациям по давальческой схеме для приготовления буровых растворов при бурении скважин.

Данная строка не учитывает то количество нефти, которое передано подрядным организациям по давальческой схеме для нужд котельных в качестве топлива.

13.10. «Получение собственного подготовленного сырья от сторонних организаций». Вносят значения, определяемые по показаниям СИ, мерам полной вместимости, СИКН (СИКНС) от сторонних организаций с учетом физико- химических показателей нефти.

Объем собственного подготовленного сырья, принятый ОГ от сторонних организаций:

- У предприятий, входящих в периметр консолидации ПАО «НК «Роснефть»;
- Сторонних организаций. У предприятий, не входящих в периметр консолидации ПАО «НК «Роснефть», которые не участвуют в 100% или пропорциональной консолидации Компании.

13.11. «Передано сторонним организациям подготовленной продукции». Вносят значения, определяемые по показаниям СИ, мерам полной вместимости, СИКН (СИКНС) с учетом физико- химических показателей нефти.

Объем собственного подготовленного ОГ сырья, переданный сторонним организациям:

- Предприятиям, входящих в периметр консолидации ПАО «НК «Роснефть»;
- Сторонним организациям. Предприятиям, не входящих в периметр консолидации ПАО «НК «Роснефть», которые не участвуют в 100% или пропорциональной консолидации Компании.

13.12. «Реализовано товарной продукции до сдачи (собственная реализация ОГ)». Указывают количество нефти, реализованной сторонним предприятиям и предприятиям сервисного блока по договорам реализации. Реализация нефти и ГК до сдачи в систему МН.



Вносят значения количества нефти, определенные по показаниям СИ, либо по мере полной вместимости с ПОН с использованием данных ИЛ (ИХАЛ). Определяются в порядке, указанном.

Реализацию подразделяют:

- Предприятиям, входящим в периметр консолидации ПАО «НК «Роснефть»;
- Сторонним организациям. Предприятиям, не входящим в периметр консолидации ПАО «НК «Роснефть», которые не участвуют в 100% или пропорциональной консолидации Компании.

13.13. «Ресурсы к распределению/сдача». Вносят количество нефти (нетто), передаваемого ОГ для реализации коммерческим службам Компании.

13.14. «В систему ПАО «Транснефть». Вносят значения количества нефти, определяемые на ПСП по показаниям СИКН с использованием данных ИЛ (ИХАЛ).

ОГ отражают информацию по принадлежащим им коммерческим узлам учета.

13.15. «Для транспортировки по железной дороге». Вносят значения количества нефти, определяемые СИ по ж/д цистернам, либо по резервуарам, либо другими системами измерения с использованием данных ИЛ (ИХАЛ).

13.15.1. «На переработку, минуя систему ПАО «Транснефть». Вносят значения количества нефти, определяемые по показаниям СИКН на входе НПЗ (поставки на мини-НПЗ) с учетом физико-химических показателей нефти и вычетом возвратного продукта.

Данная строка для заполнения следующими ОГ:

- ООО «РН-Пурнефтегаз» (вносят массу использованного нефтяного сырья на ООО «Пурнефтепереработка», прием минус возврат);
- АО «Самотлорнефтегаз» (вносят массу поставки нефти на ООО «ННПО», прием минус возврат);
- ООО «Башнефть-Добыча» (вносят массу поставки нефти на НПЗ).

13.15.2. «Прочее». Вносят количество нефти, отнесенное к прочей реализации. Данная строка для заполнения ООО «Башнефть-Полюс» (отражается количество нефти, сданное через ООО «Варандейский терминал»).

13.16. «Общие остатки нефтяного сырья на конец периода». Вносят значения данных общих остатков собственной нефти и нефти третьих лиц на конец текущих суток по технологическим, «мертвым» и товарным остаткам нефти (сумма остатков в нефтепроводах, резервуарах, технологических аппаратах, амбарах очистных сооружений и нефти, находящейся в пути к пунктам сдачи).

13.16.1. «Остатки собственные на конец периода». Вносят значения данных о собственных остатках нефти (сумма остатков собственного сырья в нефтепроводах, резервуарах, технологических аппаратах, амбарах очистных сооружений и нефти, находящейся в пути к пунктам сдачи).

«Остатки «мертвые» - объем нефти, находящейся ниже нижней образующей приемо-раздаточного патрубка по внутреннему диаметру приемо-раздаточного патрубка, а также



масса нетто нефти в трубопроводах, которое нельзя извлечь из системы штатными техническими средствами.

Вносят:

- Массу остатков нефти в резервуарах. Определяют расчетным путем с использованием технологических карт резервуаров и физико-химических свойств нефти. Данные «мертвые» остатки включены в норматив «мертвых» и технологических остатков, который согласовывается в ДНГД и утверждается по ОГ дважды в год – по состоянию на 01 января и 01 июля;
- Массу остатков нефти в трубопроводах (нефтепроводах). Определяется расчетным путем с использованием данных об их вместимости, степени заполнения и параметров находящейся в них НС (п. 8.27 настоящей Технологической инструкции). Данные «мертвые» остатки включены в норматив «мертвых» и технологических остатков, который согласовывается в ДНГД и утверждается по ОГ дважды в год – по состоянию на 1 января и 1 июля.

«Остатки технологические» - количество нефти в составе НС в технологических аппаратах, трубопроводах и резервуарах, необходимое для обеспечения и поддержания нормального технологического режима в системах сбора, транспортировки и подготовки нефти, а также для осуществления нормального непрерывного технологического процесса.

Вносят:

- Массу остатков нефти в резервуарах, необходимой для обеспечения нормального технологического режима подготовки. Определяют расчетным путем с использованием технологических карт объектов подготовки нефти и физико-химических свойств нефти при инвентаризации (с применением СИ). Данные технологические остатки включены в норматив «мертвых» и технологических остатков, который согласовывается в ДНГД и утверждается по ОГ дважды в год – по состоянию на 01 января и 01 июля. К учету принимается фактическое наличие остатков нефти в резервуарах, определенное на конец отчетного периода;
- Массу остатков нефти в технологических аппаратах и емкостях. Определяют расчетным путем с использованием технологических карт системы сбора и подготовки нефти и физико-химических свойств нефти (п. 8.28 настоящей Технологической инструкции). Данные технологические остатки включены в норматив «мертвых» и технологических остатков, который согласовывается в ДНГД и утверждается по ОГ дважды в год – по состоянию на 01 января и 01 июля;
- Массу остатков нефти в прудах дополнительного отстоя, амбарах очистных сооружений (участвующих в технологическом процессе);
- Массу остатков нефти, находящуюся в пути к пунктам сдачи.

«Остатки товарные» - разница между общим количеством остатков нефти и суммой технологических и «мертвых» остатков.

Вносят:

- Массу остатков нефти в товарных резервуарах;
- Определяют по результатам оперативного закрытия суток с учетом СИ и физико-химических свойств нефти;



- «Остатки в нефтепроводах». Вносят количество фактических (натурных) остатков нефти в трубопроводах системы сбора, подготовки и перекачки нефти. Величина остатков формируется на основе утвержденных нормативов и корректируется при его изменении. Остатки на конец периода равны остаткам на начало будущего периода. Остатки в трубопроводах (нефтепроводах) относят к «мертвым» остаткам нефти.

«Остатки в резервуарах и технологических аппаратах». Остатки на конец периода равны остаткам на начало будущего периода. Объем «мертвых» и технологических остатков формируется на основе утвержденных нормативов.

Вносят:

- Массу «мертвых» остатков нефти в резервуарах;
- Массу технологических остатков нефти в резервуарах;
- Массу технологических остатков в аппаратах и емкостях;
- Массу товарных остатков нефти в резервуарах.

«Остатки в амбарах очистных сооружений». Вносят остатки нефти в прудах дополнительного отстоя, амбарах очистных сооружений (участвующих в технологическом процессе). Вся НСЖ, образовавшаяся в результате размещения жидкости в прудах дополнительного отстоя, аварийных амбарах и амбарах очистных сооружений, вне зависимости от ее происхождения подлежит измерению. Остатки на конец периода равны остаткам на начало будущего периода. Остатки в амбарах очистных сооружений относят к технологическим остаткам нефти.

«Нефть, находящаяся в пути к пунктам сдачи». Вносят количество нефти (по результатам измерений), переданной ОГ подрядной организации для транспортировки, подготовленной к отгрузке, но не отгруженной (на конец периода) в ж/д вагоны цистерны или в систему МН ПАО «Транснефть». Включает в себя остатки собственного сырья ОГ в сторонних транспортных системах, используемых для доставки сырья предприятия в пункты сдачи. Остатки на конец периода равны остаткам на начало будущего периода.

«В том числе остатки нефтяного сырья сторонних организаций на конец периода». Вносят остатки стороннего сырья в нефтепроводах, резервуарах, технологических аппаратах и амбарах очистных сооружений ОГ. Масса нетто остатков нефти третьих лиц определяют расчетным способом как разность между принятой нефтью и нефтью, переданной на транспортировку, остатков нефти на конец отчетного периода, а также потерь нефти. Порядок отнесения остатков нефти к технологическим и товарным определяют в договоре. Остатки на конец периода равны остаткам на начало будущего периода.

13.16.2 В том числе остатки нефтяного сырья сторонних организаций на конец периода ОГ Вносят остатки стороннего сырья предприятий, входящих в периметр консолидации ПАО «НК «Роснефть».

«В том числе остатки нефтяного сырья сторонних организаций на конец периода третьих сторон». Вносят остатки стороннего сырья предприятий, не входящих в периметр консолидации ПАО «НК «Роснефть».

13.17. «Товарная продукция». Объем продукции ОГ, произведенный в отчетном периоде и предназначенный к реализации.

Подразделяется:



- Товарная продукция (собственная нефть) – товарная продукция, полученная из добытого ОГ сырья, не включает закупное сырье. Если ОГ передает свое сырье на подготовку другому предприятию, то предприятие–производитель отражает в своем балансе товарную продукцию, полученную из переданного сырья в показателе «товарная продукция собственная»;
- Товарная продукция (сторонняя нефть, подготовленное сырье) – товарная продукция, полученная из принятого/приобретенного со стороны сырья.

13.18. «Сверхнормативные потери» – (количество нефти, безвозвратно утерянное на объектах сбора и подготовки нефти, обусловленное нарушением нормативных и (или) технических документов, регламентирующих эксплуатацию оборудования и (или) сооружений, аварийными разливами и ситуациями, не предусмотренными проектной документацией на разработку месторождения. Вносят разницу между запланированными или фактическими потерями и нормативом.

13.19. «Баланс» – «расчетный показатель, который складывается из суммы показателей: общих остатков сырья на начало периода, валовой добычи, приобретенного сырья у сторонних организаций, поступления сырья для подготовки и транспортировки сторонним организациям, полученного собственного подготовленного сырья от сторонних организаций за вычетом переданного собственного сырья для подготовки и транспортировки сторонним организациям, потерь при производстве и транспортировке, отбором легких фракций (при стабилизации), расхода на собственные нужды собственного сырья, переданного сторонним организациям подготовленной продукции для строительства скважин, реализованной товарной продукции до сдачи (собственная реализация ОГ, ресурсов к распределению/сдачи и общих остатков сырья на конец периода. При корректном заполнении формуляра «Баланс» (корректность расчета) должен быть равен нулю. В случае если «Баланс» не равен нулю, необходимо проверить правильность заполнения вышеперечисленных показателей.

Планирование суточных показателей. Для планирования основных производственных суточных показателей, ОГ предоставляют плановые показатели по форме [Приложения 34](#). Информация (показатели за месяц) вносится на основании последней утвержденной версии БП ОГ на будущий период.

Для определения суточных плановых производственных показателей (кроме остатков УВС), принимается следующий расчет:

«Утвержденная бизнес-планом величина производственного показателя / количество дней в месяце».

Заключительные положения:

- единицы измерения данных, вносимых в формат материального баланса - тысяч тонн (с точностью до 6 (шестого) знака после запятой);
- форма по оперативному материальному балансу нефти и газового конденсата ОГ формируется ежесуточно;
- самостоятельные изменения прилагаемого формата оперативного ежесуточного материального баланса (внесение / исключение / переименования строк и столбцов) не допускаются.



14. ССЫЛКИ

1. Технический регламент Таможенного союза «О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию» (ТР ЕАЭС 045/2017).
2. Налоговый кодекс Российской Федерации от 31.07.1998 № 146-ФЗ, часть первая.
3. Налоговый кодекс Российской Федерации от 05.08.2000 № 117-ФЗ, часть вторая.
4. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ.
5. Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».
6. Федеральный закон от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании».
7. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
8. Федеральный закон от 06.12.2011 № 402-ФЗ «О бухгалтерском учете».
9. Федеральный закон от 28.12.2013 № 412-ФЗ «Об аккредитации в национальной системе аккредитации».
10. Федеральный закон от 24.07.2002 № 104-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации, а также о признании утратившими силу отдельных актов законодательства Российской Федерации о налогах и сборах».
11. Постановление Правительства РФ от 29.12.2001 № 921 «Об утверждении Правил утверждения нормативов потерь полезных ископаемых при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки месторождения».
12. Постановление Правительства РФ от 16.05.2014 № 451 «Об утверждении Правил учета нефти».
13. Постановления Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений».
14. Постановлением Минтруда РФ от 31.12.2002 № 85 «Об утверждении перечней должностей и работ, замещаемых или выполняемых работниками, с которыми работодатель может заключать письменные договоры о полной индивидуальной или коллективной (бригадной) материальной ответственности, а также типовых форм договоров о полной материальной ответственности».
15. Приказ Минпромторга России от 31.07.2020 № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».
16. Приказ Минэнерго России от 15.08.2014 № 527 «Об утверждении значений коэффициентов, учитывающих влияние давления и температуры нефти в трубопроводе».



17. Приказ Ростехнадзора от 08.12.2020 № 503 «Об утверждении Порядка проведения технического расследования причин аварий, инцидентов и случаев утраты взрывчатых материалов промышленного назначения на объектах».
18. ГОСТ 2517-2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.
19. ГОСТ 31378-2009 Нефть. Общие технические условия.
20. ГОСТ 3900-85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности.
21. ГОСТ Р 51069-97 Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API ареометром.
22. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.
23. ГОСТ 8.247-2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрошки для измерений уровня нефтепродуктов в горизонтальных резервуарах. Методика поверки.
24. ГОСТ Р 8.563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Методики (методы) измерений.
25. ГОСТ Р 8.1016-2022 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.
26. ГОСТ ISO/IEC 17025-2019 «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий».
27. ГОСТ Р ИСО 5725-6 «Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. Часть 6. Использование значений точности на практике»
28. ГОСТ 6370-83 Метод определения механических примесей.
29. ГОСТ 8.600-2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Автоцистерны для жидких нефтепродуктов. Методика поверки.
30. ГОСТ 31873-2012 Нефть и Нефтепродукты. Методы ручного отбора проб.
31. МИ 2676-2001 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Методика метрологической аттестации алгоритмов и программ обработки данных результатов измерений при определении объема и массы нефти и нефтепродуктов. Общие положения.
32. МИ 2693-2001 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения коммерческого учета нефти на нефтедобывающих предприятиях. Основные положения.
33. МИ 3655-2021 ГСИ. Масса нефти. Методика измерений в автомобильных цистернах.
34. МИ 3648-2021 Масса и объем нефти. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных стальных резервуарах.



35. МИ 3651-2021. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений косвенным методом статических измерений в горизонтальных стальных резервуарах.
36. МИ 3659-2021. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений прямым методом динамических измерений.
37. МИ 2174-91. Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Аттестация алгоритмов и программ обработки данных при измерениях. Основные положения
38. ASTM D 1298 Стандартный метод определения плотности, относительной плотности или плотности в градусах API нефтегазоводяной смеси и жидких нефтепродуктов ареометром.
39. Р 50.2.075-2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть и нефтепродукты. Лабораторные методы измерения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API.
40. Р 50.2.076-2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программа и таблицы приведения.
41. РМГ 111-2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества показателей качества нефти. Основные положения.
42. РМГ 29-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения.
43. РМГ 51-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения.
44. РМГ 105-2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические теплоизолированные. Методика поверки геометрическим методом.
45. РМГ 89-2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Приемосдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение.
46. Стандарт Компании № ПЗ-05 С-0084 «Управление отходами».
47. Стандарт Компании № П4-04 С-0090 «Общие требования к компетентности испытательных промысловых лабораторий нефтегазодобывающих дочерних обществ ПАО «НК «Роснефть».
48. Типовые требования Компании № П1-01.05 Р-0470 «Учет расхода углеводородного сырья на собственные производственно-технологические нужды и топливо, сторонним организациям в нефтегазодобывающих Обществах Группы».
49. Методические указания Компании № П4-04 М-0135 «Основные требования к организации измерений при проведении учетных операций с нефтью, нефтепродуктами, газовым конденсатом, сжиженным углеводородным газом и широкой фракцией легких углеводородов».



50. Технологическая инструкция Компании № П1-01.05 ТИ-0001 «Учет нефти в нефтегазодобывающих Обществах Группы»



ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица 6
Перечень Приложений к Технологической инструкции

НОМЕР ПРИЛОЖЕНИЯ	НАИМЕНОВАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	2	3
1	Форма «Исполнительный баланс нефти»	Включено в настоящий файл
2	Перечень основных законодательных и нормативных документов в области метрологического обеспечения нефтегазового комплекса	Включено в настоящий файл
3	Форма «Сводный месячный эксплуатационный рапорт»	Включено в настоящий файл
4	«Форма заявки на отпуск нефти на производственно-технологические нужды, топливо и сторонним организациям»	Включено в настоящий файл
5	Форма «Требование-накладная»	Включено в настоящий файл
6	Форма «Разовый талон на отпуск нефти»	Включено в настоящий файл
7	Форма «Документ о качестве (паспорт качества) при приеме (сдаче) нефти от третьих (третьим) лиц для подготовки и транспортировки и на производство нефтепродуктов»	Включено в настоящий файл
8	Форма «Акт приема-сдачи нефти по показаниям СИКН для оформления партий нефти»	Включено в настоящий файл
9	Форма «Транспортная накладная на отпуск нефти»	Включено в настоящий файл
10	Документ о качестве нефти	Включено в настоящий файл
11	Журнал учета отпуска нефти	Включено в настоящий файл
12	Реестр ТН на нефть, отпущенную сторонним организациям, производственно-технологические нужды и топливо	Включено в настоящий файл
13	Реестр отпуска нефти по каждому цеху (сторонней организации)	Включено в настоящий файл
14	Форма «Акт по приему возвратной нефти»	Включено в настоящий файл
15	Сводный акт за отчетный период по использованию нефти, принятой на производственно-технологические нужды ЦДНГ (ЦЭЭО)	Включено в настоящий файл
16	Накладная на отпуск партии нефти	Включено в настоящий файл
17	Акт приема-передачи нефти	Включено в настоящий файл
18	Реестр актов приема-передачи нефти	Включено в настоящий файл



НОМЕР ПРИЛОЖЕНИЯ	НАИМЕНОВАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	2	3
19	Форма «Расчет нормативов «мертвых» (немобильных) и технологических остатков нефти»	Включено в настоящий файл
20	Форма «Технологическая карта». Расчет «мертвых» и технологических остатков нефти в РВС	Включено в настоящий файл
21	Форма «Технологическая карта». Расчет «мертвых» (немобильных) и технологических остатков нефти в технологических аппаратах и емкостях	Включено в настоящий файл
22	Форма «Технологическая карта». Расчет остатков нефти в технологических трубопроводах	Включено в настоящий файл
23	Форма «ИНВ-22»	Включено в настоящий файл
24	Форма «Акт инвентаризации нефти в трубопроводах»	Включено в настоящий файл
25	Форма «Расчет изменения остатков нефти при вводе, выводе и демонтаже технологического оборудования, и изменении обводненности продукции»	Включено в настоящий файл
26	Форма «Акт инвентаризации нефти в аппаратах»	Включено в настоящий файл
27	Форма «Акт снятия натуральных остатков нефти в РВС»	Включено в настоящий файл
28	Форма «Сводный акт инвентаризации нефти в РВС»	Включено в настоящий файл
29	Сводный акт инвентаризации нефти по Обществу	Включено в настоящий файл
30	Форма «Акт на списание фактических потерь нефти при добыче, сборе, подготовке, транспортировке и хранении»	Включено в настоящий файл
31	Принципиальная схема пункта налива резервуарного парка 30000 м³ Куюмбинского месторождения	Включено в настоящий файл
32	Принципиальная схема пункта налива ЦПС	Включено в настоящий файл
33	Журнал учета по приему нефтегазоводяной смеси на объекте	Включено в настоящий файл
34	Оперативный ежесуточный материальный баланс нефти и газового конденсата Общества	Включено в настоящий файл
35	Плановые показатели для оперативного ежесуточного материального баланса нефти и газового конденсата	Включено в настоящий файл



ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ФОРМА «ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЙ БАЛАНС НЕФТИ»

УТВЕРЖДАЮ:

Первый заместитель генерального директора
по производству – главный инженер

«___» _____ 20__ г.

Исполнительный баланс нефти по ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»

за _____ 20__ года
месяц

Показатели исполнительного баланса	№ строки	Учёт количества нефти, т	
		За отчётный период	С начала года
1		3	4
РЕСУРСЫ			
1. Остатки на начало периода, всего	1		
1.1. Собственные	2		
1.1.1. по Куюмбинскому ЛУ (Куюмбинское НГКМ)	3		
1.1.1.1 в трубопроводах	4		
1.1.1.2 в аппаратах	5		
1.1.1.3 в резервуарах, из них:	6		
Мертвые	6.1		
Технологические	6.2		
Товарные	6.3		
1.1.2. по Терско-Камовскому ЛУ (Юрубчено-Тохомское НГКМ)	7		
1.1.2.1 в трубопроводах	8		
1.1.2.2 в аппаратах	9		
1.1.2.3 в резервуарах, из них:	10		
Мертвые	10.1		
Технологические	10.2		
Товарные	10.3		
1.2. Сторонних организаций	11		
из них:			
1.2.1. Мертвые	11.1		
1.2.2. Технологические	11.2		
1.2.3. Товарные	11.3		
2. Количество нефти (в том числе газового конденсата), извлеченной из недр, всего	12		
2.1. по Куюмбинскому ЛУ (Куюмбинское НГКМ)	13		



Показатели исполнительного баланса	№ строки	Учёт количества нефти, т	
		За отчётный период	С начала года
1		3	4
- нефть	13.1		
конденсат	13.2		
2.2. по Терско-Камовскому ЛУ (Юрубчено-Тохомское НГКМ)	14		
-нефть	14.1		
-конденсат	14.2		
3. Принятая нефть сторонних организаций, всего	15		
из них:			
3.1. От (наименование организации)	15.1		
4. Приход, всего	16		
<u>РАСПРЕДЕЛЕНИЕ</u>			
5. Количество нефти, переданное сторонним организациям, всего	17		
5.1. В систему МН ПАО «Транснефть», всего	17.1		
5.1.1. Собственной, передача для транспортировки и дальнейшей реализации	17.1.1		
- по Куюмбинскому ЛУ (Куюмбинское НГКМ)			
- по Терско-Камовскому ЛУ (Юрубчено-Тохомское НГКМ)			
5.1.2. Сторонних организаций	17.2		
5.2. Реализация на рынке Красноярского края, всего	17.2.1		
5.2.1. Собственной	17.2.2		
- по Куюмбинскому ЛУ (Куюмбинское НГКМ)			
- по Терско-Камовскому ЛУ (Юрубчено-Тохомское НГКМ)			
5.2.2. Сторонних организаций	17.2.3		
6. Количество ШФЛУ, переданное сторонним организациям, всего	18		
из них:			
6.2.1. Собственных	18.1		
6.2.2. Сторонних организаций	18.2		
7. Количество нефти на производство нефтебитумов, битумных сплавов и других нефтепродуктов (без учета потерь и расхода на собственные нужды)	19		



Показатели исполнительного баланса	№ строки	Учёт количества нефти, т	
		За отчётный период	С начала года
1		3	4
8.1. Количество нефти на производственно-технологические нужды и топливо (за вычетом возвратной нефти)	20		
- по Куюмбинскому ЛУ (Куюмбинское НГКМ)			
- по Терско-Камовскому ЛУ (Юрубчено-Тохомское НГКМ)			
8.2. Количество нефти на производственно-технологические нужды (возвратной)	21		
- по Куюмбинскому ЛУ (Куюмбинское НГКМ)			
- по Терско-Камовскому ЛУ (Юрубчено-Тохомское НГКМ)			
9. Расход нефти, всего	22		
9.1.1. Собственной	22.1		
- по Куюмбинскому ЛУ (Куюмбинское НГКМ)			
- по Терско-Камовскому ЛУ (Юрубчено-Тохомское НГКМ)			
9.1.2. Сторонних организаций	22.2		
10. Количество фактических потерь нефти, всего	23		
10.1. Потери фактические собственные, всего	23.1		
10.1.1. Технологические (в пределах установленных норм) по нефти	23.1.1		
по Куюмбинскому ЛУ (Куюмбинское НГКМ)			
по Терско-Камовскому ЛУ (Юрубчено-Тохомское НГКМ)			
10.1.2. Технологические (в пределах установленных норм) по газовому конденсату	23.1.2		
по Куюмбинскому ЛУ (Куюмбинское НГКМ)			
по Терско-Камовскому ЛУ (Юрубчено-Тохомское НГКМ)			
10.1.3. При транспортировке товарной нефти до системы сдачи	23.1.3		
по Куюмбинскому ЛУ (Куюмбинское НГКМ)			
по Терско-Камовскому ЛУ (Юрубчено-Тохомское НГКМ)			
10.1.4. Сверхнормативные	23.1.4		
по Куюмбинскому ЛУ (Куюмбинское НГКМ)			



Показатели исполнительного баланса	№ строки	Учёт количества нефти, т	
		За отчётный период	С начала года
1		3	4
<i>по Терско-Камовскому ЛУ (Юрубчено-Тохомское НГКМ)</i>			
10.2. Потери сторонних организаций	23.1.5		
11. Остатки на конец периода, всего	24		
11.1. Собственные	25		
11.1.1. по Куюмбинскому ЛУ (Куюмбинское НГКМ)	26		
11.1.1.1 в трубопроводах	27		
11.1.1.2 в аппаратах	28		
11.1.1.3 в резервуарах, из них:	29		
<i>Мертвые</i>	29.1		
<i>Технологические</i>	29.2		
<i>Товарные</i>	29.3		
11.1.2. по Терско-Камовскому ЛУ (Юрубчено-Тохомское НГКМ)	30		
11.1.2.1 в трубопроводах	31		
11.1.2.2 в аппаратах	32		
11.1.2.3 в резервуарах, из них:	33		
<i>Мертвые</i>	33.1		
<i>Технологические</i>	33.2		
<i>Товарные</i>	33.3		
11.2. Сторонних организаций	34		
11.2.1. Мертвые	35		
11.2.2. Технологические	36		
11.2.3. Товарные	37		
12. Изменения остатков, всего	38		
12.1. Собственные	39		
12.1.1. по Куюмбинскому ЛУ (Куюмбинское НГКМ)	40		
12.1.1.1 в трубопроводах	41		
12.1.1.2 в аппаратах	42		
12.1.1.3 в резервуарах, из них:	43		
<i>Мертвые</i>	43.1		
<i>Технологические</i>	43.2		
<i>Товарные</i>	43.3		
12.1.2. по Терско-Камовскому ЛУ (Юрубчено-Тохомское НГКМ)	44		
12.1.2.1 в трубопроводах	45		



Показатели исполнительного баланса	№ строки	Учёт количества нефти, т	
		За отчётный период	С начала года
1		3	4
12.1.2.2 в аппаратах	46		
12.1.2.3 в резервуарах, из них:	47		
<i>Мертвые</i>	47.1		
<i>Технологические</i>	47.2		
<i>Товарные</i>	47.3		
12.2. Сторонних организаций	48		
из них:			
12.2.1. Мертвые	48.1		
12.2.2. Технологические	48.2		
12.2.3. Товарные	48.3		
13. Количество добытой нефти, всего	49		

Начальник ЦИТС Ф.И.О.

Начальник УРМ Ф.И.О.

Начальник УПНГиППД Ф.И.О.

Начальник УДНГ Ф.И.О.



ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ В ОБЛАСТИ МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

1. Налоговый кодекс Российской Федерации, часть первая от 31.07.1998 № 146-ФЗ.
2. Налоговый кодекс Российской Федерации, часть вторая от 05.08.2000 № 117-ФЗ.
3. Федеральный закон от 23.07.2013 № 213-ФЗ «О внесении изменений в главы 25 и 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации и статью 3.1 Закона Российской Федерации «О таможенном тарифе».
4. Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».
5. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
6. Федеральный закон от 06.12.2011 № 402-ФЗ «О бухгалтерском учете».
7. Федеральный закон от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании».
8. Постановление Правительства РФ от 17.06.2004 № 294 «О Федеральном агентстве по техническому регулированию и метрологии».
9. Приказ Минпромторга России от 31.07.2020 № 2510 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».
10. Приказ Минпромторга России от 07.02.2018 № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».
11. ГОСТ 8.009-84 Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений.
12. ГОСТ 8.247-2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Метроштоки для измерений уровня нефтепродуктов в горизонтальных резервуарах. Методика поверки.
13. ГОСТ 8.346-2000 Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки.
14. ГОСТ 8.400-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Мерники металлические эталонные. Методика поверки.
15. ГОСТ 8.401-80 Государственная система обеспечения единства измерений. Классы точности средств измерений. Общие требования.
16. ГОСТ 8.417-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин.



17. ГОСТ 8.570-2000 Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки.
18. ГОСТ 8.636-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти. Требования к методикам измерений ареометром при учетных операциях.
19. ГОСТ 1510-84 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.
20. ГОСТ 2517-2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.
21. ГОСТ 3900-85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности.
22. ГОСТ 33-2016 Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости.
23. ГОСТ 1756-2000 (ИСО 3007-99) Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров.
24. ГОСТ 2177-99 (ИСО 3405-88) Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава.
25. ГОСТ 2477-2014 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды.
26. ГОСТ 6370-83 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей.
27. ГОСТ 11851-2018 Нефть. Метод определения парафина.
28. ГОСТ 21534-76 Нефть. Методы определения содержания хлористых солей.
29. ГОСТ Р 50802-95 Нефть. Метод определения сероводорода, метил- и этилмеркаптанов.
30. ГОСТ Р 51069-97 Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API ареометром.
31. ГОСТ Р 51947-2002 Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии.
32. ГОСТ Р 52247-2004 Нефть. Методы определения содержания хлорорганических соединений.
33. ГОСТ 1437-75 Нефтепродукты темные. Ускоренный метод определения серы.
34. ГОСТ Р 8.563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений.
35. ГОСТ 8.589-2007 Государственная система обеспечения единства измерений. Ведение учетных операций на пунктах приема-сдачи нефти в нефтепроводных системах.
36. ГОСТ 7502-98 Рулетки измерительные металлические. Технические условия.



37. ГОСТ 8.587-2019 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений.
38. ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
39. ГОСТ Р 8.654-2015 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения.
40. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.
41. ГОСТ Р 55971-2014 Нефть и нефтепродукты. Паспорт. Общие требования.
42. ГОСТ 34396-2018 Системы измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия.
43. ГОСТ Р 8.1016-2022 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.
44. РМГ 111-2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества показателей качества нефти. Основные положения.
45. РМГ 29-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения.
46. РМГ 51-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения.
47. РМГ 105-2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические теплоизолированные. Методика поверки геометрическим методом.
48. РМГ 89-2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Приемосдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение.
49. Р 50.2.040-2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов. Основные положения.
50. МИ 3532-2015 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти.
51. МИ 2240-98 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Анализ состояния измерений, контроля и испытаний на предприятии, в организации, объединении. Методика и порядок проведения работ.
52. МИ 2273-93 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Области использования средств измерений, подлежащих поверке.



53. МИ 2174-91 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Аттестация алгоритмов и программ обработки данных при измерениях. Основные положения.
54. МИ 2676-2001 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Методика метрологической аттестации алгоритмов и программ обработки данных, результатов измерений при определении объема и массы нефти и нефтепродуктов. Общие положения.
55. МИ 2693-2001 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения коммерческого учета сырой нефти на нефтедобывающих предприятиях. Основные положения.
56. МИ 2775-2002 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок метрологического и технического обеспечения промышленной эксплуатации систем измерений количества и показателей качества нефти, трубопоршневых поверочных установок и средств измерений в их составе.
57. МИ 2825-2003 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию.
58. МИ 2837-2003 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Приемо-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение.
59. МИ 2891-2004 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Общие требования к программному обеспечению средств измерений.
60. МИ 2955-2010 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Типовая методика аттестации программного обеспечения средств измерений.
61. МИ 01.00257-2013/8006-18 Государственная система обеспечения единства измерений. Объемная и массовая доля воды в нефти. Методика измерений с применением влагомеров нефти поточных УДВН-1пм в составе БИК СИКН №1518 ПСП ЦПС Куymbинского месторождения.
62. МИ 01.00257-2013/7906-18 Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти. Методика измерений ареометром при учетных операциях в БИК СИКН №1518 ПСП ЦПС Куymbинского месторождения.
63. МИ 01.00257-2013/12407-18 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений косвенным методом статических измерений в резервуарах вертикальных стальных цилиндрических по резервной схеме учета СИКН №1518 ПСП ЦПС Куymbинского месторождения.
64. МИ 01.00257-2013/66014-18 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти №1518 ПСП ЦПС Куymbинского месторождения.



65. МИ 3002-2006 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок.
66. МИ 3245-2018 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений косвенным методом динамических измерений.
67. МИ 3655-2021-2018 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений в автомобильных цистернах.
68. МИ 3249-2018 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений косвенным методом статических измерений в горизонтальных стальных резервуарах.
69. МИ 3250-2018 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений прямым методом динамических измерений.



ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ФОРМА «СВОДНЫЙ МЕСЯЧНЫЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ РАПОРТ»

Наименование месторождения / участка недр:											
Отчетный период:											
Организация, осуществляющая добычу нефти:											
Дата выдачи:											
№ пп	Номер скважины	Дата ввода в эксплуатац ию	Способ добычи	Пласт	Залежь	Добыча нефти, тонн		Количество извлеченной водяной смеси, тонн	Количество извлеченной нефтегазоводяной смеси, тонн	Добыча газа, тыс.куб. м	Газовый фактор, куб.м/то нн
						За месяц	С начала разработ ки	За месяц	За месяц	За месяц	
1	2	3	4	5.1	5.2	6	7	8	9	10	11

Процент водяной смеси, массовый	Процент водяной смеси, объемный	Плотность водяной смеси, грамм/куб.см	Дебит нефти, тонн/сут.	Дебит нефтегазоводяной смеси, тонн/сут.	Эксплуатация скважины, скважино-сутки за месяц		Иная информация *
					Работы	Простоя	
12	13	14	15	16	17	18	19

* - месячный эксплуатационный рапорт может быть дополнен реквизитами, необходимыми для отражения данных о параметрах добытой нефти массы нетто и состоянии действующего фонда скважин за отчетный период.



ПРИЛОЖЕНИЕ 4. «ФОРМА ЗАЯВКИ НА ОТПУСК НЕФТИ НА ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НУЖДЫ, ТОПЛИВО И СТОРОННИМ ОРГАНИЗАЦИЯМ»

УТВЕРЖДАЮ:
Первый заместитель генерального директора
по производству - главный инженер
_____Ф.И.О.

ЗАЯВКА НА ОТПУСК НЕФТИ НА ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НУЖДЫ И СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН

на _____202__ г.

п/п	Дата	Контрагент	Месторождение	№ куста	№ скважины	Пункт отпуска нефти	Обоснование	Количество нефти, т	Возвратная/ Невозвратная нефть
							Итого:		

Начальник УДНГ

Начальник УПНГиППД

Начальник УОБР

Ф.И.О.

Ф.И.О.

Ф.И.О.



ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ФОРМА «ТРЕБОВАНИЕ-НАКЛАДНАЯ»

Типовая межотраслевая форма № М-11
Утверждена постановлением Госкомстата
России
от 30.10.1997 № 71а

ТРЕБОВАНИЕ-НАКЛАДНАЯ № _____

Организация _____

Форма по ОКУД
по ОКПО

Коды

0315006

Дата составления	Код вида операции	Отправитель		Получатель		Корреспондирующий счет		Учетная единица выпуска продукции (работ, услуг)
		структурное подразделение	вид деятельности	структурное подразделение	вид деятельности	счет, субсчет	код аналитического учета	

Через кого _____

Затребовал

Разрешил

Руководитель

должность

подпись

расшифровка подписи

М.П.

Корреспондирующий счет		Материальные ценности		Единица измерения		Количество		Цена, руб. коп.	Сумма без учета НДС, руб. коп.	Порядковый номер по складской картотеке
счет, субсчет	код аналитического учета	наименование	номенклатурный номер	код	наименование	затребовано	отпущено			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		нефть на собственные нужды								

Всего отпущено _____ тонн нефти
прописью

Отпустил

Получил

должность

подпись

расшифровка подписи

должность

подпись

расшифровка подписи

ПРИЛОЖЕНИЕ 6. ФОРМА «РАЗОВЫЙ ТАЛОН НА ОТПУСК НЕФТИ»

Разовый талон № на производственно – технологические нужды				
Дата				
Цех				
Автомашина, гос №				
Пункт отпуска нефти				
Месторождение				
№ куста, скважины				
Наименование трубопровода				
Вид работ				
Затребовал:				
Количество, т.				
Отметка УЭБ		подпись		Ф.И.О
Разрешил		подпись		Ф.И.О
		подпись		Ф.И.О.
Отпустил				
	дата	количество	подпись оператора	Ф.И.О.
Получил				
	дата	количество	подпись водителя	Ф.И.О.

☐ -----

Корешок разового талона № на производственно – технологические нужды				
Дата				
Цех				
Количество, т.				
Месторождение				
№ куста, скважин				
Наименование трубопровода				
Вид работ				
Затребовал:				
Разрешил		подпись		Ф.И.О.
		подпись		Ф.И.О.
Отметка УЭБ		подпись		Ф.И.О.
Отпустил				
	дата	количество	подпись оператора	Ф.И.О.
Получил				
	дата	количество	подпись водителя	Ф.И.О.



ПРИЛОЖЕНИЕ 7. ФОРМА «ДОКУМЕНТ О КАЧЕСТВЕ (ПАСПОРТ КАЧЕСТВА) ПРИ ПРИЕМЕ (СДАЧЕ) НЕФТИ ОТ ТРЕТЬИХ (ТРЕТЬИМ) ЛИЦ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ И НА ПРОИЗВОДСТВО НЕФТЕПРОДУКТОВ»

ДОКУМЕНТ О КАЧЕСТВЕ (ПАСПОРТ КАЧЕСТВА) НЕФТИ

№ _____ от _____ 20__ г.

Пункт приема-сдачи нефти _____

Лаборатория организации _____

Номер аттестата аккредитации _____

СИКН № _____

РВС (мера вместимости) _____

Дата и время отбора пробы _____

№№ п.п.	Наименование показателей	Метод испытаний	Результат испытаний
1	Температура нефти при условиях измерения объема, °С		
2	Давление нефти при условиях измерения объема, МПа		
3	Плотность нефти при температуре и давлении в условиях измерения объема, кг/м ³		
4	Плотность нефти при 20 °С, кг/м ³		
5	Плотность нефти при 15 °С, кг/м ³		
6	Массовая доля воды, %		
7	Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ (%)		
8	Массовая доля механических примесей, %		
9	Массовая доля серы, %		
10	Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.)		
11	Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ , (ppm)		
12	Массовая доля метил-и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ , (ppm)		
13	Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204°С, млн-1, (ppm)		

Пункт 3 заполняется по результатам измерений поточного плотномера (средневзвешенное значение плотности нефти за смену).

Пункты 4, 5 заполняются по результатам измерений поточного плотномера, (средневзвешенные значения плотности нефти за смену), приведенным к стандартным условиям.

При отказе или отсутствии поточного плотномера плотность нефти определяют в испытательной лаборатории.

Обозначение нефти по ГОСТ Р 51858 _____

Представитель испытательной лаборатории

подпись

Ф.И.О.

Представитель сдающей стороны

должность

организация

подпись

Ф.И.О.

Представитель принимающей стороны

должность

организация

подпись

Ф.И.О.



ПРИЛОЖЕНИЕ 8. ФОРМА «АКТ ПРИЕМА-СДАЧИ НЕФТИ ПО ПОКАЗАНИЯМ СИКН ДЛЯ ОФОРМЛЕНИЯ ПАРТИЙ НЕФТИ»

Акт приема - сдачи нефти № _____ от _____ 20__ г. (сдача по СИКН)
(форма для валовых объемов нефти)

Пункт приема – сдачи нефти _____

Организация (владелец) ПСП _____

СИКН № _____

Уполномоченный представитель сдающей стороны, _____

(Фамилия
И.О.)

действующий на основании доверенности
уполномоченный представитель принимающей
стороны, _____

от _____ № _____

сдал, а
(Фамилия
И.О.)

действующий на основании доверенности
нефть следующего количества и качества:

от _____ № _____

Принял

Показатели	ед. изм.	Дата, смена			
Результаты измерений СИКН (показания СОИ или вторичная аппаратура):					
на время окончания предыдущей сдачи:					
объем	м ³				
масса	т				
на момент завершения текущей сдачи:					
объем	м ³				
масса	т				
Масса нефти брутто:					
объем	м ³				
масса	т				
Температура нефти при условиях измерений объема	° С				
Давление нефти при условиях измерений объема	МПа				
Плотность нефти при температуре и давлении при условиях измерений объема	кг/м ³				
Поправка на плотность *)	кг/м ³				
№ документа о качестве нефти					
Массовая доля балласта нефти всего	%				
в том числе:					
Воды	%				
Хлористых солей	%				
мех. примесей	%				
Массовая доля серы	%				
Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм ³				
Масса балласта нефти	т				
Масса нефти нетто	т				

* заполняют при отказе поточного преобразователя плотности (определяют по Р 50.2.075)

Масса нефти нетто (прописью) _____ т.

Обозначение нефти: ____ . ____ . ____ . ____ . по ГОСТ Р 51858.

Сдал: _____ Принял: _____
подпись И.О. Фамилия подпись И.О. Фамилия

М.П.

М.П.



ПРИЛОЖЕНИЕ 9. ФОРМА «ТРАНСПОРТНАЯ НАКЛАДНАЯ НА ОТПУСК НЕФТИ»

Утверждена
постановлением
Правительства Российской Федерации
от 30 ноября 2021 г. № 2116

Транспортная накладная

Транспортная накладная				Заказ (заявка)			
Дата		N		Дата		N	
Экземпляр N							
1. Грузоотправитель				1а Заказчик услуг по организации перевозки груза (при наличии)			
является экспедитором <input type="checkbox"/>							
(реквизиты, позволяющие идентифицировать Грузоотправителя)				(реквизиты, позволяющие идентифицировать Заказчика услуг по организации перевозки груза)			
реквизиты документа, определяющего основания осуществления расчетов по договору перевозки иным лицом, отличным от грузоотправителя (при наличии)				(реквизиты договора на выполнение услуг по организации перевозки груза)			
2. Грузополучатель							
(реквизиты, позволяющие идентифицировать Грузополучателя)							
(адрес места доставки груза)							
3. Груз							
(отгрузочное наименование груза (для опасных грузов - в соответствии с ДОПОГ), его состояние и другая необходимая информация о грузе)				(количество грузовых мест, маркировка, вид тары и способ упаковки)			
(масса груза брутто в килограммах, масса груза нетто в килограммах (при возможности ее определения), размеры (высота, ширина, длина) в метрах (при перевозке крупногабаритного груза), объем груза в кубических метрах и плотность груза в соответствии с документацией на груз (при необходимости), дополнительные характеристики груза, учитывающие отраслевые особенности (при необходимости))							
(в случае перевозки опасного груза - информация по каждому опасному веществу, материалу или изделию в соответствии с пунктом 5.4.1 ДОПОГ)				(объявленная стоимость (ценность) груза (при необходимости))			



4. Сопроводительные документы на груз (при наличии)	
(перечень прилагаемых к транспортной накладной документов, предусмотренных ДОПОГ, санитарными, таможенными (при наличии), карантинными, иными правилами в соответствии с законодательством Российской Федерации, либо регистрационные номера указанных документов, если такие документы (сведения о таких документах) содержатся в государственных информационных системах)	
(перечень прилагаемых к грузу сертификатов, паспортов качества, удостоверений и других документов, наличие которых установлено законодательством Российской Федерации, либо регистрационные номера указанных документов, если такие документы (сведения о таких документах) содержатся в государственных информационных системах)	
(реквизиты, позволяющие идентифицировать документ(-ы), подтверждающий(-ие) отгрузку товаров) (при наличии), реквизиты сопроводительной ведомости (при перевозке груженых контейнеров или порожних контейнеров)	
5. Указания грузоотправителя по особым условиям перевозки	
(маршрут перевозки, дата и время/сроки доставки груза (при необходимости))	(контактная информация о лицах, по указанию которых может осуществляться переадресовка)
(указания, необходимые для выполнения фитосанитарных, санитарных, карантинных, таможенных и прочих требований, установленных законодательством Российской Федерации)	(температурный режим перевозки груза (при необходимости), сведения о запорно-пломбировочных устройствах (в случае их предоставления грузоотправителем), запрещение перегрузки груза)
6. Перевозчик	
(реквизиты, позволяющие идентифицировать Перевозчика)	(реквизиты, позволяющие идентифицировать водителя(-ей))
7. Транспортное средство	
(тип, марка, грузоподъемность (в тоннах), вместимость (в кубических метрах))	(регистрационный номер транспортного средства)
Тип владения: 1 - собственность; 2 - совместная собственность супругов; 3 - аренда; 4 - лизинг; 5 - безвозмездное пользование <input type="checkbox"/>	
(реквизиты документа(-ов), подтверждающего(- их) основание владения грузовым автомобилем (тягачом, а	(номер, дата и срок действия специального разрешения, установленный маршрут движения



также прицепом (полуприцепом) (для типов владения 3, 4, 5)	тяжеловесного и (или) крупногабаритного транспортного средства или транспортного средства, перевозящего опасный груз) (при наличии)
8. Прием груза	
(реквизиты лица, осуществляющего погрузку груза в транспортное средство)	
(наименование (ИНН) владельца объекта инфраструктуры пункта погрузки)	
(адрес места погрузки)	(заявленные дата и время подачи транспортного средства под погрузку)
(фактические дата и время прибытия под погрузку)	(фактические дата и время убытия)
(масса груза брутто в килограммах и метод ее определения (определение разницы между массой транспортного средства после погрузки и перед погрузкой по общей массе или взвешиванием поосно или расчетная масса груза)	
(количество грузовых мест)	(тара, упаковка (при наличии))
(оговорки и замечания перевозчика (при наличии) о дате и времени прибытия/убытия, о состоянии, креплении груза, тары, упаковки, маркировки, опломбирования, о массе груза и количестве грузовых мест, о проведении погрузочных работ)	
(подпись, расшифровка подписи лица, осуществившего погрузку груза, с указанием реквизитов документа, подтверждающего полномочия лица на погрузку груза)	(подпись, расшифровка подписи водителя, принявшего груз для перевозки)
9. Переадресовка (при наличии)	
(дата, вид переадресовки на бумажном носителе или в электронном виде (с указанием вида доставки документа)	(адрес нового пункта выгрузки, новые дата и время подачи транспортного средства под выгрузку)
(реквизиты лица, от которого получено указание на переадресовку)	(при изменении получателя груза - реквизиты нового получателя)



Оборотная сторона

10. Выдача груза			
(адрес места выгрузки)		(заявленные дата и время подачи транспортного средства под выгрузку)	
(фактические дата и время прибытия)		(фактические дата и время убытия)	
(фактическое состояние груза, тары, упаковки, маркировки, опломбирования)		(количество грузовых мест)	
(масса груза брутто в килограммах, масса груза нетто в килограммах (при возможности ее определения), плотность груза в соответствии с документацией на груз (при необходимости))		(оговорки и замечания перевозчика (при наличии) о дате и времени прибытия/убытия, о состоянии груза, тары, упаковки, маркировки, опломбирования, о массе груза и количестве грузовых мест)	
(должность, подпись, расшифровка подписи грузополучателя или уполномоченного грузоотправителя лица)		(подпись, расшифровка подписи водителя, сдавшего груз грузополучателю или уполномоченному грузополучателю лицу)	
11. Отметки грузоотправителей, грузополучателей, перевозчиков (при необходимости)			
(краткое описание обстоятельств, послуживших основанием для отметки, сведения о коммерческих и иных актах, в том числе о погрузке/выгрузке груза)		(расчет и размер штрафа)	(подпись, дата)
12. Стоимость перевозки груза (установленная плата) в рублях (при необходимости)			
(стоимость перевозки без налога - всего)	(налоговая ставка)	(сумма налога, предъявляемая покупателю)	(стоимость перевозки с налогом - всего)
(порядок (механизм) расчета (исчислений) платы) (при наличии порядка (механизма))			
(реквизиты, позволяющие идентифицировать Экономического субъекта, составляющего первичный учетный документ о факте хозяйственной жизни со стороны Перевозчика)		(реквизиты, позволяющие идентифицировать Экономического субъекта, составляющего первичный учетный документ о факте хозяйственной жизни со стороны Грузоотправителя)	



(основание, по которому Экономический субъект является составителем документа о факте хозяйственной жизни)	(основание, по которому Экономический субъект является составителем документа о факте хозяйственной жизни)
-	(реквизиты, позволяющие идентифицировать лицо, от которого будут поступать денежные средства)
(подпись, расшифровка подписи лица, ответственного за оформление факта хозяйственной жизни со стороны Перевозчика (уполномоченного лица))	(подпись, расшифровка подписи лица, ответственного за оформление факта хозяйственной жизни со стороны Грузоотправителя (уполномоченного лица))
(должность, основание полномочий физического лица, уполномоченного Перевозчиком (уполномоченным лицом), дата подписания)	(должность, основание полномочий физического лица, уполномоченного Грузоотправителем (уполномоченным лицом), дата подписания)



ПРИЛОЖЕНИЕ 10. ДОКУМЕНТ О КАЧЕСТВЕ НЕФТИ

ДОКУМЕНТ О КАЧЕСТВЕ НЕФТИ

№ _____ от _____ 20 __ г.

Пункт отпуска нефти _____

Лаборатория предприятия _____

Номер аттестата аккредитации _____

АСН № _____

Резервуар (мера вместимости) _____

Дата и время отбора пробы _____

№№ п.п.	Наименование показателя	Метод испытаний	Результат испытаний
1	Температура нефти при условиях измерения объема, °С		
2	Давление нефти при условиях измерения объема, МПа		
3	Плотность нефти при температуре и давлении в условиях измерений объема, кг/м ³		
4	Плотность нефти при 20 °С, кг/м ³		
5	Массовая доля воды, %		
6	Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ (%)		
7	Массовая доля механических примесей, %		
8	Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.)		

Примечание: допускается определение параметра «Массовая доля механических примесей (%)» производить 1 раз в 10 дней.

Представитель испытательной лаборатории _____
(подпись) (Ф.И.О.)

Представитель сдающей стороны _____
(должность) (Ф.И.О.)



ПРИЛОЖЕНИЕ 11. ЖУРНАЛ УЧЕТА ОТПУСКА НЕФТИ

ЖУРНАЛ УЧЕТА ОТПУСКА НЕФТИ

№п/п	Дата	Наименование цеха	Марка автомобиля	Гос. номер автомобиля	Номер путевого листа	№ разового талона	№ ТН	№ пломбы или места установки	№ доверенности	Показания счетчика, м³(т)		Количество отпущенной нефти		Роспись		№ документа о качестве
										Начальное	Конечное	Масса нефти м³(т)	Масса нетто нефти, т.	получателя	оператора	

ИТОГО за СУТКИ (т): на производственно – технологические нужды,
топливо и сторонним организациям

Оператор _____ Ф.И.О.

Должностное лицо _____ Ф.И.О.



ПРИЛОЖЕНИЕ 12. РЕЕСТР ТН НА НЕФТЬ, ОТПУЩЕННУЮ СТОРОННИМ ОРГАНИЗАЦИЯМ, ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НУЖДЫ И ТОПЛИВО

РЕЕСТР

ТН на нефть, отпущенную сторонним организациям, на производственно-технологические нужды и топливо

за _____ 20__ г.
(месяц)

№ п/п	Дата	Номер ТН или ТТН	Кому отпущено	Масса брутто нефти, т	Масса балласта, т	Масса нетто нефти, т

Должностное лицо ЦППН (ЦДНГ, ЦЭЭО) _____ Ф.И.О.

Начальник ЦППН (ЦДНГ, ЦЭЭО) _____ Ф.И.О



ПРИЛОЖЕНИЕ 13. РЕЕСТР ОТПУСКА НЕФТИ ПО КАЖДОМУ ЦЕХУ (СТОРОННЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ)

Реестр отпуска нефти наименование цеха/сторонней организации
20 г. с ПОН _____

№ п/п	Дата	Наименование цеха	№ накладной (требование- накладная)	масса, м ³	Масса брутто о нефти , т	Б а л л а с т, т	Масса нетто нефти, т	№ документа о качестве	Возвратная нефть (№ акта)
	Итого:								

Должностное лицо ЦППН (ЦДНГ, ЦЭЭО) _____ Ф.И.О.

Начальник ЦППН (ЦДНГ, ЦЭЭО) _____ Ф.И.О.



ПРИЛОЖЕНИЕ 14. ФОРМА «АКТ ПО ПРИЕМУ ВОЗВРАТНОЙ НЕФТИ»

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник ЦППН

_____ Ф.И.О.

«__» _____ 20__ г.

Акт № _____
по приему возвратной нефти принятой от ЦППН (ЦДНГ, ЦЭРТ, УОБР, СХПП)

Составили настоящий акт о том, что _____.20__ г. был произведен возврат нефти на
ПОН _____ по причине _____.
(наименование ПОН)

№ п/п	Цех	Месторождение	Объект	Qн, т	№ разового талона	№ ТН	Марка автомобиля	Гос. номер автомобиля	Примечание

Должностное лицо ЦППН (ЦДНГ, ЦЭРТ, УОБР, СХПП) _____ Ф.И.О.

Начальник ЦППН (ЦДНГ, ЦЭРТ, УОБР, СХПП) _____ Ф.И.О.

Водитель автотранспорта _____ Ф.И.О.

«__» _____ 20__ г.



ПРИЛОЖЕНИЕ 15. СВОДНЫЙ АКТ ЗА ОТЧЕТНЫЙ ПЕРИОД ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ НЕФТИ, ПРИНЯТОЙ НА ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НУЖДЫ ЦДНГ (ЦЭЭО)

УТВЕРЖДАЮ:
Начальник УДНГ (Заместитель
главного инженера – главный энергетик)
_____ Ф.И.О.
«___» _____ 20__ г.

Сводный акт за отчетный период по использованию нефти, принятой на производственно – технологические нужды ЦДНГ (ЦЭЭО)

составили настоящий акт о том, что в период с __.__.20__ г. по __.__.20__ г. цехом _____
проведены работы с использованием нефти:

№ п/п	№ Акта	Месторождение	Куст	Скважина	Трубопровод	Qн, т	Вид работ	Примечание
1								

n								

Должностное лицо ЦДНГ (ЦЭЭО) _____ Ф.И.О.

Начальник ЦДНГ (ЦЭЭО) _____ Ф.И.О.





ПРИЛОЖЕНИЕ 16. НАКЛАДНАЯ НА ОТПУСК ПАРТИИ НЕФТИ

Типовая межотраслевая форма № М-15

Утверждена Постановлением
Госкомстата России
от 30.10.1997 № 71а

НАКЛАДНАЯ № _____
на отпуск партии нефти

Организация _____

Форма по ОКУД
по
ОКПО

Коды
0315007

Дата составления	Код вида операции	Отправитель		Получатель		Ответственный за поставку		
		структурное подразделение	вид деятельности	структурное подразделение	вид деятельности	структурное подразделение	вид деятельности	код исполнителя

Основание _____

Кому _____
Через
кого _____

Корреспондирующий счет		Материальные ценности		Единица измерения		Количество		Цена, руб. коп.	Сумма без учета НДС, руб. коп.	Сумма НДС, руб. коп.	Всего с учетом НДС, руб. коп.	Номер		Порядковый номер записи по складской картотеке
счет, субсчет	код анали- тического учета	наименование, сорт, размер, марка	номенкла- турный номер	Код	наимено- вание	надлежит отпустить	отпущено					инвентарный	паспорта	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Всего отпущено _____ тонн нефти
прописью

Отпуск разрешил _____
должность подпись расшифровка подписи

Отпустил _____
должность подпись расшифровка подписи

Главный бухгалтер _____
подпись расшифровка подписи

Получил _____
должность подпись расшифровка подписи

ПРИЛОЖЕНИЕ 17. АКТ ПРИЕМА-ПЕРЕДАЧИ НЕФТИ

Акт
приема- передачи нефти к Договору №
№ _____ от _____ г.

Место составления
Акта _____

дата передачи
" ____ " _____

Настоящий акт составлен о том что, на основании заключенного договора № _____ от _____ г. Поставщик, ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз" в лице _____ (должность Ф.И.О.) _____ действующего на основании доверенности № _____ от _____ г. передал нефть, а Покупатель _____ в лице представителя по доверенности принял нефть в следующем объеме:

№ п/п	Место отгрузки	Объем (м3) отгружен ной нефти	Вес брутто (тонн)	Вес нетто (тонн)	Плотность нефти, кг/м ³	ПРИНЯЛ:			
						Водитель, Ф.И.О.	№, Дата, Доверенности	Автомобиль, марка гос. номер	Принял - Подпись получателя
1									
2									
3									
4									
5									
Итого за сутки:		0,000	0,000	0,000					

Настоящий акт составлен в двух экземплярах одинакового содержания - по одному для каждой из Сторон.

Представитель ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»

Должность _____

Ф.И.О. _____

Подпись _____



ПРИЛОЖЕНИЕ 18. РЕЕСТР АКТОВ ПРИЕМА-ПЕРЕДАЧИ НЕФТИ

Реестр актов приема-передачи нефти

за _____ 202__ г.

дата	№ акта приёма-передачи	Наименование контрагента	Объем (м3) отгруженной нефти	Вес брутто, тонн	масса нетто, тонн
1	2	3	4	5	6

Должностное лицо ЦППН _____ Ф.И.О.

Начальник ЦППН _____ Ф.И.О.



ПРИЛОЖЕНИЕ 19. ФОРМА «РАСЧЕТ НОРМАТИВОВ «МЕРТВЫХ» (НЕМОБИЛЬНЫХ) И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОСТАТКОВ НЕФТИ»

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель
генерального директора
по производству - главный инженер

_____ Ф.И.О.
«__» _____ 20__ г.

Результаты расчета «мертвых» и технологических остатков нефти по ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»
на _____ полугодие 20__ года

№ п/п	Наименование	Величина остатков нефти										
		в том числе										
		всего	величина мертвых остатков		величина технологических остатков							в напорных отстойника х и амбарах очистных сооружений
			всего	в том числе		всего	в том числе, в РВС				в технологи ческих аппаратах	
РВС	трубопро воды	Всего		в товарных буферных	в технологических сырьевых для нефти		в технологиче ских для воды					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	РВС											
2	Аппараты											
3	Трубопроводы											
	в т.ч. нефтесборные											
	напорные											
	внутриплощадочные											
	всего по											

Члены рабочей комиссии по инвентаризации нефти _____
(Ф.И.О. подпись)



ПРИЛОЖЕНИЕ 20. ФОРМА «ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА». РАСЧЕТ «МЕРТВЫХ» И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОСТАТКОВ НЕФТИ В РВС

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель
генерального директора
по производству - главный инженер

подписьФ.И.О.

«__» _____ 20__ г.

Результаты расчета «мертвых» и технологических остатков нефти в РВС

_____ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» по состоянию на 01.__.20__ г.

Наименование и номер объекта (ДНС, ЦПС и т.д.)	Фактич производит. объекта по жидкости/нефти/ газу	Типоразмер и номер резервуара	Назначение резервуара	Необходимый подпор насосов откачки, мм.вод .ст.	Превышение верхней образующей Раздаточного патрубка РВС над центром приемн. патруб. насоса см	Уровень верхней образующей разда- Точного патрубка (переливной трубы) см	Общий уровень жидкости в РВС см	Общий объем жидкости в РВС м³	Уровень подтоварной воды см	Объем подтоварной воды м³	Объем нефти (включая эмульсионную) м³	Характерная средняя температура нефти °С	Плотность нефти при характерной температуре кг/м³	Масса нефти с балластом (брутто) тн	Характерное среднее содержание балласта нефти						Масса нефти нетто, всего, тн		
															Воды	Мех. примесей	Солей		Всего		Всег о	в том числе	
																						«мертвый» остаток	Технологический остаток
м³/сут															%	%	мг/дм³	%	%	тн			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24

Подписи членов рабочей комиссии по инвентаризации нефти

ПРИЛОЖЕНИЕ 21. ФОРМА «ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА». РАСЧЕТ «МЕРТВЫХ» (НЕМОБИЛЬНЫХ) И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОСТАТКОВ НЕФТИ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ АППАРАТАХ И ЕМКОСТЯХ

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель
генерального директора
по производству - главный инженер

_____ Ф.И.О.
«__» _____ 20__ г.

Расчет «мертвых» (немобильных) и технологических остатков нефти в технологических аппаратах и емкостях
_____ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» по состоянию на 01. __.20__ г.

№ п/п	Наименование и номер объекта (ДНС, ЦПС и т.д.)	Фактическая производительность объекта по жидкости/нефти/газу	Наименование и номера аппаратов	Количество работающих аппаратов	Суммарный объем работающих аппаратов	Коэффициент заполнения работающих аппаратов	Средняя температура нефти в работающих аппаратах	Давление(избыточное) в раб. аппаратах	Плотность нефти при средней температуре	Масса нефти с балластом	Содержание балласта нефти						Масса нетто нефти
											Воды,	Солей		Мех. примесей,	Всего		
		м³/сут.		шт.	м3		°С	Мпа	кг/м³	тн	%	мг/д м³	%	%	%	тн	тн
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	1 4	15	16	17	18

Подписи членов рабочей комиссии по инвентаризации нефти



ПРИЛОЖЕНИЕ 22. ФОРМА «ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА». РАСЧЕТ ОСТАТКОВ НЕФТИ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДАХ

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель
генерального директора
по производству - главный инженер

_____ Ф.И.О.
«__» _____ 20__ г.

Расчет остатков нефти в технологических трубопроводах на 01.__.20__ г.
по _____ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» (_____) месторождения

Назначение трубопровода	Наименование трубопровода	Диаметр трубопроводов	Толщина стенок трубопроводов	Суммарная длина трубопроводов	Объем трубопроводов	Коэффициент заполнения	Ср. температура нефти в трубопроводах	Плотность нефти при ср. температуре	Среднее давление в трубопроводах	Масса нефти с балластом	Среднее содержание балласта						Масса нефти, тн	
											воды	солей		Мех. примесей	В с е г о			
		мм	мм	м	м³		С	тн/м³	мПа	тн	%	мг/ дм³	%	%	%	тн		
1	2	3	4		5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	

Подписи членов рабочей комиссии по инвентаризации нефти _____ Ф.И.О.



ПРИЛОЖЕНИЕ 23. ФОРМА «ИНВ-22»

Унифицированная форма № ИНВ-22											
Утверждена постановлением Госкомстата											
России от 18.08.98 № 88											
								Код			
Форма по ОКУД								0317018			
по ОКПО											
ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»											
(организация)											
(структурное подразделение)											
<p style="text-align: center;">П Р И К А З (постановление, распоряжение) о проведении инвентаризации</p>										Номер документа	Дата составления
Для проведения инвентаризации нефти на объектах:											
назначается рабочая инвентаризационная комиссия в составе:											
Председатель комиссии											
(должность)											
(фамилия, имя, отчество)											
Члены комиссии:											
(должность)											
(фамилия, имя, отчество)											
(должность)											
(фамилия, имя, отчество)											
(должность)											
(фамилия, имя, отчество)											
(должность)											
(фамилия, имя, отчество)											
(должность)											
(фамилия, имя, отчество)											
Инвентаризации подлежат Нефть											
(наименование имущества, обязательства)											
по состоянию на 00-00 московского времени											
К инвентаризации приступить « » Г.											
и окончить « » Г.											
Причина инвентаризации											
(контрольная проверка, смена материально ответственных лиц, переоценка и т.д.)											
Материалы по инвентаризации сдать в бухгалтерию											
не позднее « » Г.											
Руководитель											
Генеральный директор											
(должность)											
(подпись)											
(расшифровка подписи)											



ПРИЛОЖЕНИЕ 24. ФОРМА «АКТ ИНВЕНТАРИЗАЦИИ НЕФТИ В ТРУБОПРОВОДАХ»

УТВЕРЖДАЮ
Председатель рабочей комиссии
по инвентаризации нефти

_____ Ф.И.О.
подпись
« ____ » _____ 20__ г.

А К Т
инвентаризации нефти в трубопроводах

Мы ниже подписавшиеся: составили настоящий акт в том, что согласно утвержденным технологическим картам, а так же расчетов ввода-вывода трубопроводов и изменения обводненности за текущий месяц закрытия, остатки нефти на 00 часов московского времени 01 (месяц) 20__ г., имеют следующее значения:

№ п/ п	Месторождение	Масса нефти нетто «мертвых» остатков нефти, тн			
		по технологической карте	Изменения по расчету ввода, вывода трубопроводов и обводненности за предыдущ. период	Изменения по расчету ввода, вывода трубопроводов и обводненности за текущий месяц	ИТОГО

в том числе по цехам

№ п/ п	Наименование цеха	Масса нефти нетто «мертвых» остатков нефти, тн			
		по технологической карте	Изменения по расчету ввода, вывода трубопроводов и обводненности за предыдущ. период	Изменения по расчету ввода, вывода трубопроводов и обводненности за текущий месяц	ИТОГО

Кроме того, третьи лица

№ п/ п		Масса нефти нетто «мертвых» остатков нефти, тн			
		по технологической карте	Изменения по расчету ввода, вывода трубопроводов и обводненности за предыдущ. период	Изменения по расчету ввода, вывода трубопроводов и обводненности за текущий месяц	ИТОГО

Подписи членов рабочей комиссии по инвентаризации нефти

ПРИЛОЖЕНИЕ 25. ФОРМА «РАСЧЕТ ИЗМЕНЕНИЯ ОСТАТКОВ НЕФТИ ПРИ ВВОДЕ, ВЫВОДЕ И ДЕМОНТАЖЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, И ИЗМЕНЕНИИ ОБВОДНЕННОСТИ ПРОДУКЦИИ»

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель генерального директора
по производству - главный инженер

_____ Ф.И.О.
подпись
« ____ » _____ 20__ г.

РАСЧЕТ
изменения остатков нефти при вводе, выводе и демонтаже оборудования и изменении обводненности продукции
Данный расчет является приложением к технологической карте цеха
на 1 полугодие (2 полугодие) 20__ г.

цех _____ структурное подразделение _____							
Наименование участка трубопровода, технологического оборудования введенного, выведенного или демонтированного из технологического процесса и изменении обводненности продукции	Протяженность трубопровода, (внутренний объем тех. оборудования)	Содержание балласта	Коэффициент заполнения	Плотность нефти при условиях измерения	Масса нефти нетто «Мертвых» остатков нефти	Масса нефти нетто технологических остатков нефти	Месторождение
	км (м³)	%		тн/м³	тн	тн	
1	2	3	4	5	6	7	8
Итого							

В том числе по месторождениям

Месторождение	Масса нефти нетто «Мертвых» остатков нефти	Масса нефти нетто технологических остатков нефти
	тн	тн
1	2	3
Итого		

Подписи рабочей комиссии по инвентаризации нефти

Примечание:
Плотность нефти, содержание воды – среднее значение за последний месяц (при заполнении трубопровода используются технологические параметры работы трубопровода на дату завершения работ (технологический режим скважин, ДНС, УПСВ), предоставленные УДНГ, УПНГиППД; при опорожнении трубопровода используются параметры, указанные в акте инвентаризации нефти за предыдущий месяц). Коэффициент заполнения – коэффициент, учитывающий заполнение трубопровода, технологического оборудования. Для аппаратов коэффициент рассчитывается по формуле $K=1-(V_{гп}+V_{вп})/V_{г}$, где $V_{гп}$ и $V_{вп}$ - объем газовой и водяной подушек (м³), $V_{г}$ – геометрический объем аппарата. Для напорных трубопроводов коэффициент заполнения принимается за единицу. Для РВС – коэффициент заполнения не применяется.



ПРИЛОЖЕНИЕ 26. ФОРМА «АКТ ИНВЕНТАРИЗАЦИИ НЕФТИ В АППАРАТАХ»

УТВЕРЖДАЮ
Председатель рабочей комиссии
по инвентаризации нефти

_____ Ф.И.О.
подпись
« ____ » _____ 20__ г.

А К Т
инвентаризации нефти в аппаратах

Мы ниже подписавшиеся: составили настоящий акт в том, что согласно утвержденным технологическим картам,
а так же расчетов ввода-вывода аппаратов и изменения обводненности за текущий месяц закрытия,
остатки нефти на 00 часов московского времени 01 (месяц) 20__ г., имеют следующее значения:

№ п/ п	Месторождение	Масса нефти нетто «мертвых» остатков нефти, тн			ИТОГО
		по технологической карте	по расчету ввода, вывода аппаратов и изменения обводненности за предыдущ. период	по расчету ввода, вывода аппаратов и изменения обводненности за текущий месяц	

в том числе по цехам

№ п/ п	Наименование цеха	Масса нефти нетто «мертвых» остатков нефти, тн			ИТОГО
		по технологической карте	по расчету ввода, вывода аппаратов и изменения обводненности за предыдущ. период	по расчету ввода, вывода аппаратов и изменения обводненности за текущий месяц	

Кроме того, третьи лица

№ п/ п		Масса нефти нетто «мертвых» остатков нефти, тн			ИТОГО
		по технологической карте	по расчету ввода, вывода аппаратов и изменения обводненности за предыдущ. период	по расчету ввода, вывода аппаратов и изменения обводненности за текущий месяц	

Подписи членов рабочей комиссии по инвентаризации нефти



ПРИЛОЖЕНИЕ 27. ФОРМА «АКТ СНЯТИЯ НАТУРНЫХ ОСТАТКОВ НЕФТИ В РВС»

[illegible]

ПРИЛОЖЕНИЕ 28. ФОРМА «СВОДНЫЙ АКТ ИНВЕНТАРИЗАЦИИ НЕФТИ В РВС»

УТВЕРЖДАЮ
Председатель рабочей комиссии
по инвентаризации нефти

_____ Ф.И.О.
«__» _____ 20__ г.

Сводный А К Т
инвентаризации нефти в РВС

Мы ниже подписавшиеся: составили настоящий сводный акт.
остатки нефти на **00 часов московского времени 01 (месяц) 20__ г.**, имеют следующее значения:

№ п/п	Месторождение	Всего	Мертвые	Технологические	Товарные
1		0	0	0	0
	ИТОГО	0	0	0	0

в том числе по цехам

№ п/п	Наименование цеха	Всего	Мертвые	Технологические	Товарные
1		0	0	0	0
	ИТОГО	0	0	0	0

Кроме того, третьи лица

№ п/п	Наименование	Всего	Мертвые	Технологические	Товарные
1	третьи лица	0	0	0	0

Подписи членов центральной комиссии по инвентаризации нефти



ПРИЛОЖЕНИЕ 29. СВОДНЫЙ АКТ ИНВЕНТАРИЗАЦИИ НЕФТИ ПО ОБЩЕСТВУ

УТВЕРЖДАЮ:

Первый заместитель генерального
директора
по производству – главный инженер

«___» _____ 20__ г.

Сводный А К Т

инвентаризации нефти по ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»

настоящий акт составлен на основании Актов инвентаризации нефти в трубопроводах,
аппаратах, РВС.

остатки нефти на 00 часов московского времени 01 (месяц) 20__ г., имеют следующее
значения:

№ п/ п	Месторожде ние	ВСЕ ГО	в том числе в:						
			т/ п	Все го	Мерт вые	РВС			Товарные
						Технологические			
						Все го	аппара тах	РВ С	
	ИТОГО:	0	0	0	0	0	0	0	0

в том числе по
цехам

№ п/ п	Наименова ние цеха	ВСЕ ГО	в том числе в:						
			т/ п	Все го	Мерт вые	РВС			Товарные
						Технологические			
						Все го	аппара тах	РВ С	
	ИТОГО:	0	0	0	0	0	0	0	0

Кроме того,
третьи лица

№ п/ п		ВСЕ ГО	в том числе в:						
			т/ п	Все го	Мерт вые	РВС			Товарные
						Технологические			
						Все го	аппара тах	РВ С	
1	третьи лица	0	0	0	0	0	0	0	0

Подписи членов центральной комиссии по инвентаризации нефти



ПРИЛОЖЕНИЕ 30. ФОРМА «АКТ НА СПИСАНИЕ ФАКТИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ НЕФТИ ПРИ ДОБЫЧЕ, СБОРЕ, ПОДГОТОВКЕ, ТРАНСПОРТИРОВКЕ И ХРАНЕНИИ»

УТВЕРЖДАЮ
Начальник укрупненного нефтепромысла
ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»
_____ Ф.И.О.

«__» _____ 20__
г.

АКТ на списание фактических потерь нефти при добыче, сборе, подготовке, транспортировке и хранении.

Мы ниже подписавшиеся:

Начальник ЦДНГ- _____
(подпись)

Начальник ЦППН- _____
(подпись)

составили настоящий акт на основании определения фактических потерь по каждому месторождению с учетом нормативных потерь.

№	Месторождение	Добыча тн (масса нетто)	По нормативу			Фактические			
			Все го тн	при добыче, подготовке и промысловом транспортир овке, тн	при транспортир овке товарной нефти до системы сдачи, тн	Все го тн	при добыче, подготовке и промысловом транспортир овке, тн	при транспортир овке товарной нефти до системы сдачи, тн	непроизводств енные потери нефти, тн
ВСЕГО									



ПРИЛОЖЕНИЕ 31. ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ПУНКТА НАЛИВА РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА 30000 М³ КУЮМБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



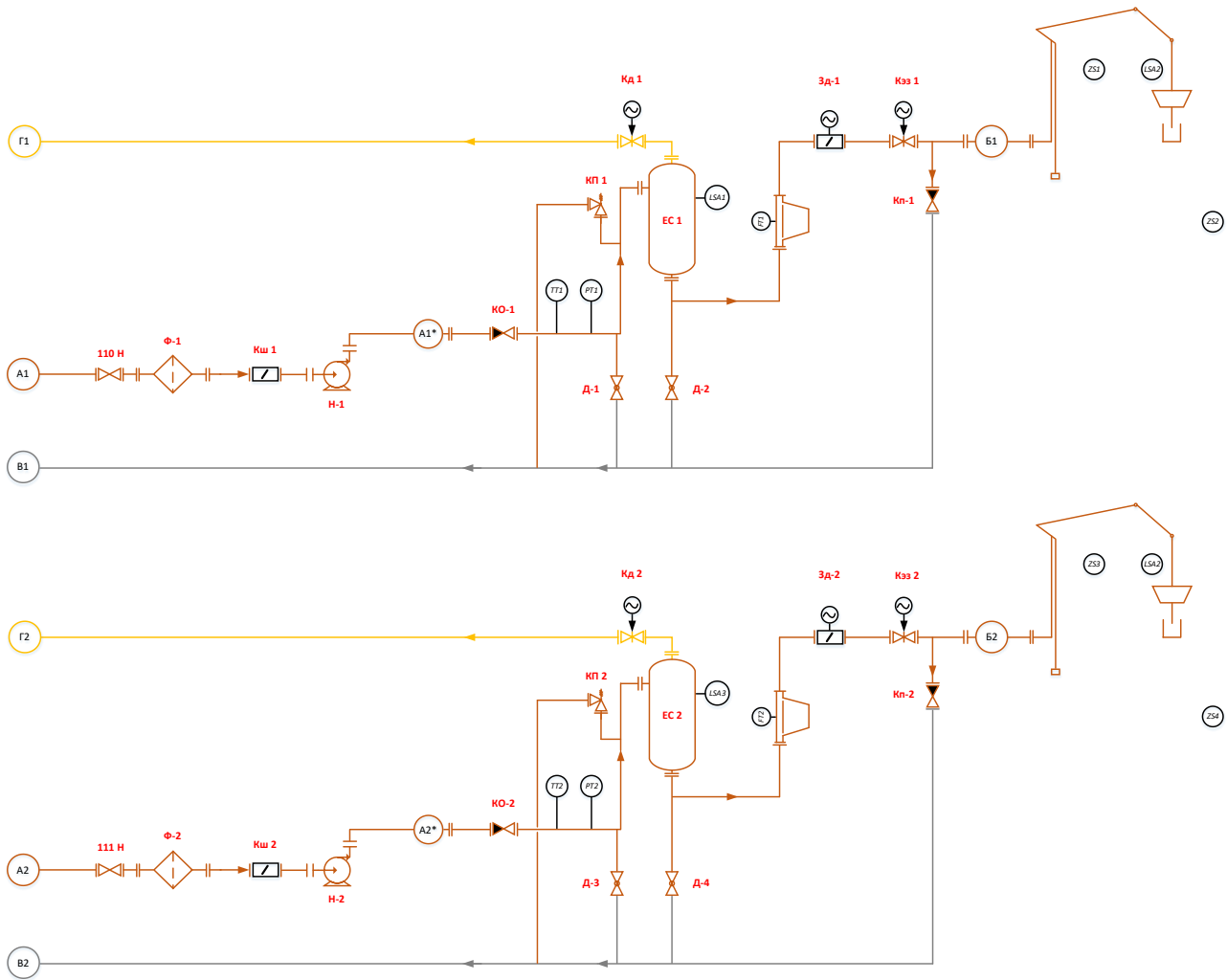


Таблица 1 – Экспликация штуцеров

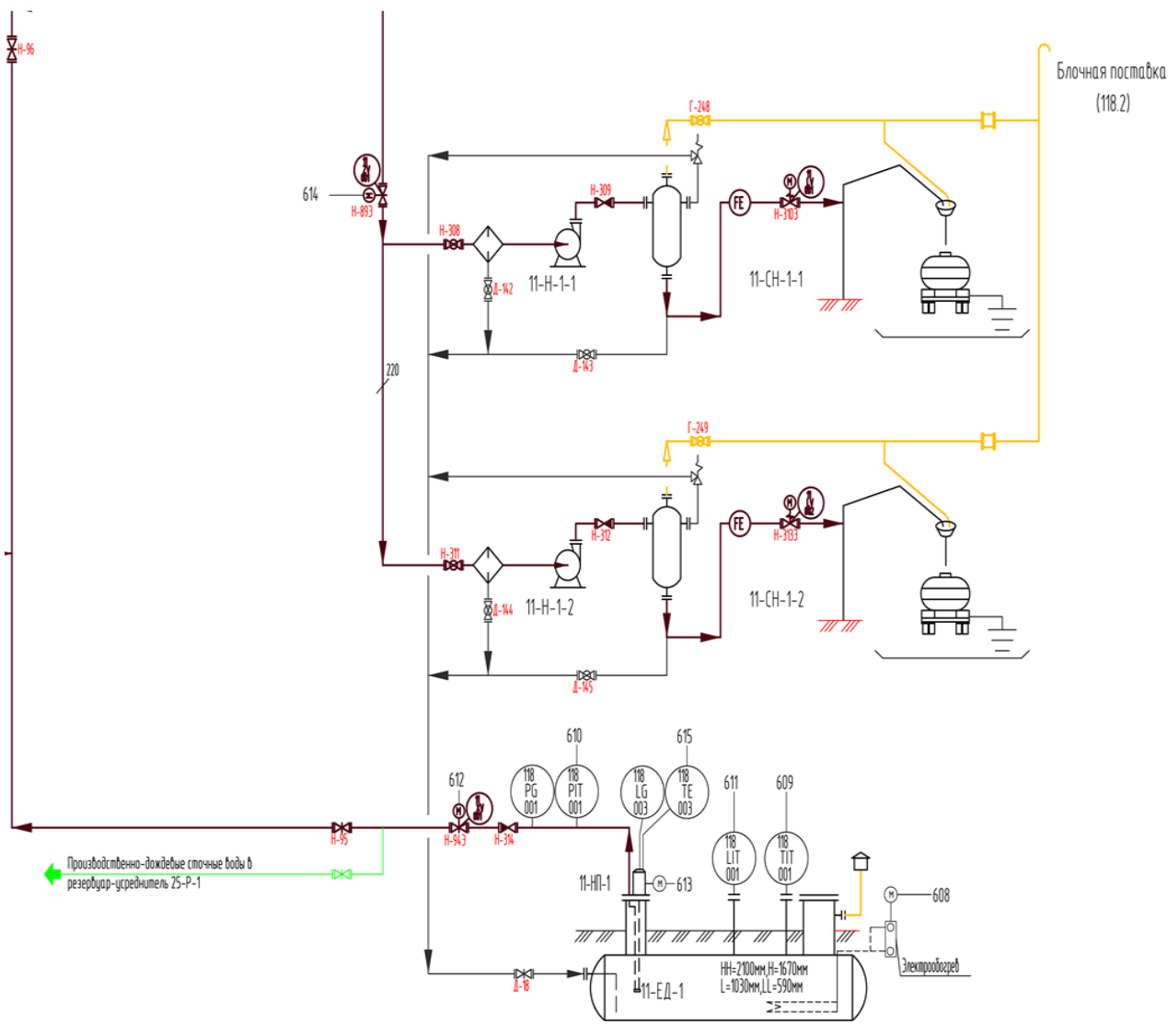
Обозначение	Наименование	Dn, мм	Pn, МПа
А	Вход продукта	100	1,6
А*	Вход продукта в ИУ	80	1,6
Б	Выход продукта	100	1,6
В	Дренаж установки	50	1,6
Г	Выход газа на свечу рассеивания с газоотделителя	25	1,6

Таблица 2 – Условные обозначения

Поз.	Наименование	Кол-во	Прим.
110 Н, 111 Н	Задвижка клиновая	2	
Ф-1,2	Фильтр	2	
Кш 1,2	Затвор дисковый механический	2	
Н-1,2	Насосный агрегат	2	
КО-1,2	Клапан обратный Ду80	2	
ТТ 1,2	Преобразователь температуры продукта	2	
РТ 1,2	Преобразователь избыточного давления	2	
Д-1, 2, 3, 4	Кран шаровый Ду15	4	
КП 1,2	Клапан предохранительный СППК	2	
Кд 1, 2	Клапан электромагнитный запорный Ду80	2	
ЕС 1,2	Ёмкость сепарационная (газоотделитель)	2	
LSA 1,3	Датчик-сигнализатор уровня продукта в газоотделителе	2	
LSA 2,4	Датчик-сигнализатор уровня продукта в автоцистерне	2	
FT 1,2	Расходомер жидкости массовый Ду80	2	
Зд-1,2	Затвор дисковый межфланцевый с эл. приводом Ду80	2	
Кзз 1,2	Клапан электромагнитный запорный Ду80	2	
Кп-1, 2	Клапан перепускной Ду15	2	
ZS 1,4	Устройство заземления автоцистерн	2	



ПРИЛОЖЕНИЕ 32. ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ПУНКТА НАЛИВА ЦПС



ПРИЛОЖЕНИЕ 33. ЖУРНАЛ УЧЕТА ПО ПРИЕМУ НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ НА ОБЪЕКТЕ

« » 20 Г

№№ П/П	Время прибыт. автомобильной цистерны, час/мин	Время убытия автомобильной цистерны, час/мин	Марка автомобиля	Гос. № автомобиля.	№ путевого листа	№ ТН	№ пломб или место уст-ки	Контроль уровня налива АЦ (соответ., не соотв.)	Объем принят. жидк-ти по ТТН, м³	Подписи			
										Ф.И.О. получ-ля	Подпись	Ф.И.О. водителя	Подпись
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Итого за сутки, м³:								С начала месяца, м³:					

Оператор 1-ой смены Ф.И.О. _____
подпись

Оператор 2-ой смены Ф.И.О. _____
подпись



ПРИЛОЖЕНИЕ 34. ОПЕРАТИВНЫЙ ЕЖЕСУТОЧНЫЙ МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНС НЕФТИ И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА ОБЩЕСТВА

НАИМЕНОВАНИЕ	№№ п/п
Общие остатки сырья на начало периода	1
остатки "мертвые"	
остатки технологические	
остатки товарные	
в т.ч. остатки собственные на начало периода	1.1
остатки собственные на начало периода (остатки "мертвые")	
остатки собственные на начало периода (остатки технологические)	
остатки собственные на начало периода (остатки товарные)	
остатки собственные на начало периода (остатки в нефтепроводах)	1.1.1
остатки "мертвые"	
остатки технологические	
остатки товарные	
в т.ч. остатки собственные на начало периода (остатки в резервуарах и технологических аппаратах)	1.1.2
остатки "мертвые"	
остатки технологические	
остатки товарные	
в т.ч. остатки собственные на начало периода (остатки в амбарах очистных сооружений)	1.1.3
остатки "мертвые"	
остатки технологические	
остатки товарные	
в т.ч. остатки собственные на начало периода (остатки в пути к пунктам сдачи)	1.1.4
остатки "мертвые"	
остатки технологические	
остатки товарные	
в т.ч. остатки нефтяного сырья сторонних организаций на начало периода	1.2
остатки нефтяного сырья сторонних организаций на начало периода (остатки "мертвые")	
остатки нефтяного сырья сторонних организаций на начало периода (остатки технологические)	
остатки нефтяного сырья сторонних организаций на начало периода (остатки товарные)	
остатки нефтяного сырья сторонних организаций на начало периода (компаний группы ПАО «НК «Роснефть»)	1.2.1
остатки "мертвые"	
остатки технологические	
остатки товарные	
остатки нефтяного сырья сторонних организаций на начало периода (третьих сторон)	1.2.2
остатки "мертвые"	
остатки технологические	



остатки товарные	
Валовая добыча	2
Добыча нефти (владельцы лицензий)	2.1
Добыча нефти (операторы)	2.2
Перенос ГК в Нефть (в случае подготовки ГК для сдачи совместно с нефтью и/или добычи ГК из нефтяных скважин)	2.3
Валовая добыча с поправкой на ГК	2.4
Приобретение сырья у сторонних организаций, в том числе:	3
компаний группы ПАО «НК «Роснефть»	
третьих сторон	
Поступление сырья для подготовки и транспортировки сторонних организаций, в том числе	4
компаний группы ПАО «НК «Роснефть»	
третьих сторон	
Передача собственного сырья для подготовки и транспортировки сторонним организациям, в том числе	5
компаний группы ПАО «НК «Роснефть»	
третьих сторон	
Потери при производстве и транспортировке	6
потери собственные, в том числе:	6.1
при добыче, подготовке и промысловой транспортировке	
при транспортировке товарной нефти до системы сдачи	
при стабилизации	
потери стороннего сырья, в том числе:	6.2
компаний группы ПАО «НК «Роснефть»	
при добыче, подготовке и промысловой транспортировке	
при транспортировке товарной нефти до системы сдачи	
при стабилизации	
третьих сторон	
при добыче, подготовке и промысловой транспортировке	
при транспортировке товарной нефти до системы сдачи	
при стабилизации	
Нормативы потерь при производстве и транспортировке собственного сырья	7.1
при добыче, подготовке и промысловой транспортировке	
при транспортировке товарной нефти до системы сдачи	
при стабилизации	
Нормативы потерь при производстве и транспортировке стороннего сырья	7.2
при добыче, подготовке и промысловой транспортировке	
при транспортировке товарной нефти до системы сдачи	
при стабилизации	
Отбор легких фракций (при стабилизации), всего	8
из собственного сырья	
из стороннего сырья	
компаний группы ПАО «НК «Роснефть»	



третьих сторон	
Расход на собственные нужды собственного сырья (владельцы лицензий)	9
на технологические нужды	
на заполнение трубопроводов и аппаратов	
на топливо в нефтегазодобывающей организации	
на переработку на малогабаритных установках переработки нефти (МУПН)	
Расход на собственные нужды продукции (операторы, не владельцы лицензий)	10
на технологические нужды	
на заполнение трубопроводов и аппаратов	
на топливо в нефтегазодобывающей организации	
на переработку на малогабаритных установках переработки нефти (МУПН)	
Итого расход на собственные нужды собственного сырья	11
на технологические нужды	
на заполнение трубопроводов и аппаратов	
на топливо в нефтегазодобывающей организации	
на переработку на малогабаритных установках переработки нефти (МУПН)	
Норма расхода на собственные нужды собственного сырья	12
на технологические нужды	
на заполнение трубопроводов и аппаратов	
на топливо в нефтегазодобывающей организации	
на переработку на малогабаритных установках переработки нефти (МУПН)	
Передано сторонним организациям подготовленной продукции для строительства скважин	13
компаниям группы ПАО «НК «Роснефть»	
третьим сторонам	
Получено собственного подготовленного сырья от сторонних организаций	14
компаний группы ПАО «НК «Роснефть»	
третьих сторон	
Передано сторонним организациям подготовленной продукции	15
компаниям группы ПАО «НК «Роснефть»	
третьим сторонам	
Реализовано товарной продукции до сдачи (собственная реализация ДО)	16
компаниям группы ПАО «НК «Роснефть»	
третьим сторонам	
Ресурсы к распределению/сдача	17
в систему ПАО "Транснефть"	17.1
Остров (561)	
Южный Балык (1560)	
Каркатеевы (560)	
Пур-Пе (1209)	
Медведево (571)	
Герасимовское (574)	
Барсуковское (565)	
Тарасовское (564)	



Губкинское (580)	
Серные воды (902)	
Похвистнево (239)	
Муханово (233)	
Кулешовка (234)	
Покровка (262)	
Киенгоп (263)	
Мишкино (264)	
Малая Пурга (266)	
Крымский (834)	
Карский (835)	
Смоленский (838)	
Псекупский (837)	
Талакан (566)	
Нижневартовск (501)	
Самотлор (579)	
Самотлор (578)	
Самотлор (544)	
Кротовка (244)	
Кротовка (245)-Оренбургнефть	
Покровка (249)-Оренбургнефть	
Похвистнево (243)-Оренбургнефть	
Шкапово (250)	
Красноленинский (530)	
Заполярье (1509)	
Демьянское (562)	
Куюмба	
Юрубчен (1510)	
Ленск (1555)	
Мегион (512)	
Юган (569)	
Славнефть (1502)	
Калтасы (612)	
Субханкулово (370)	
Чекмагуш (351)	
Языково (357)	
Муген (1582)	
Демьянское (1508) Конданефть	
Мессояха (1506)	
сдача новых проектов не разнесенная по текущим узлам сдачи	
для транспортировки по железной дороге	17.2
жд ст.Пур-Пе	
Коноково	
Терминал	



Терминал-Сервис	
Червленая	
Коротчаево	
Фарафонтьевская	
Приютово	
сдача новых проектов не разнесенная по текущим станциям сдачи	
на переработку, минуя систему АК "Транснефть"	17.3
прочее	17.4
Общие остатки сырья на конец периода	18
остатки "мертвые"	
остатки технологические	
остатки товарные	
в т.ч. остатки собственные на конец периода	18.1
остатки собственные на конец периода (остатки "мертвые")	
остатки собственные на конец периода (остатки технологические)	
остатки собственные на конец периода (остатки товарные)	
остатки собственные на конец периода (остатки в нефтепроводах)	18.1.1
остатки "мертвые"	
остатки технологические	
остатки товарные	
в т.ч. остатки собственные на конец периода (остатки в резервуарах и технологических аппаратах)	18.1.2
остатки "мертвые"	
остатки технологические	
остатки товарные	
в т.ч. остатки собственные на конец периода (остатки в амбарах очистных сооружений)	18.1.3
остатки "мертвые"	
остатки технологические	
остатки товарные	
в т.ч. остатки собственные на конец периода (остатки в пути к пунктам сдачи)	18.1.4
остатки "мертвые"	
остатки технологические	
остатки товарные	
в т.ч. остатки нефтяного сырья сторонних организаций на конец периода	18.2
остатки нефтяного сырья сторонних организаций на конец периода (остатки "мертвые")	
остатки нефтяного сырья сторонних организаций на конец периода (остатки технологические)	
остатки нефтяного сырья сторонних организаций на конец периода (остатки товарные)	
остатки нефтяного сырья сторонних организаций на конец периода (компаний группы ПАО «НК «Роснефть»)	18.2.1
остатки "мертвые"	
остатки технологические	
остатки товарные	



<i>остатки нефтяного сырья сторонних организаций на конец периода (третьих сторон)</i>	18.2.2
остатки "мертвые"	
остатки технологические	
остатки товарные	
СПРАВОЧНО	
Товарная продукция	19
собственная нефть	
сторонняя нефть (подготовленное сырье)	
Сверхнормативные потери	20
Баланс	21





ПРИЛОЖЕНИЕ 35. ПЛАНОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО ЕЖЕСУТОЧНОГО МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА НЕФТИ И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

Планируемые показатели (Бизнес-план)	месяц (январь-декабрь)	год
	т. тонн	т. тонн
БАЛАНС ПРОИЗВОДСТВА И РЕАЛИЗАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ (НЕФТЬ И ГК)		
Общие остатки сырья на начало периода		
Валовая добыча		
Перенос ГК в Нефть (в случае добычи и/или сдачи совместно с нефтью)		
Валовая добыча с поправкой на ГК		
Приобретение сырья у сторонних организаций		
Поступление сырья для подготовки и транспортировки сторонних организаций		
Передача собственного сырья для подготовки и транспортировки сторонним организациям		
Потери при производстве и транспортировке		
Отбор легких фракций (при стабилизации), всего		
Переработка на МУПН		
Итого расход на собственные нужды (технологические и топливо)		
Передано сторонним организациям подготовленной продукции для строительства скважин		
Получено собственного подготовленного сырья от сторонних организаций		
Передано сторонним организациям подготовленной продукции		
Реализовано товарной продукции до сдачи (собственная реализация ДО)		
Ресурсы к распределению/сдача		
в систему ПАО "Транснефть"		
для транспортировки по железной дороге		
на переработку, минуя систему ПАО "Транснефть"		
прочее		
Общие остатки сырья на конец периода		





Документ передан через оператора ЭДО АО «ПФ «СКБ Контур»

Подписи отправителя:		Организация, сотрудник	Доверенность: рег. номер, период действия и статус	Сертификат: серийный номер, период действия	Дата и время подписания
		 ООО "СЛАВНЕФТЬ-КРАСНОЯРСКНЕФТЕГАЗ" Калуцкий Игнат Иванович, Заместитель генерального директора по бурению	 Не требуется для подписания	1280D22000010005685A с 15.08.2023 09:01 по 15.08.2024 09:11 GMT+03:00	06.08.2024 13:59 GMT+03:00 Подпись соответствует файлу документа

Ожидается
ответная
подпись