

УТВЕРЖДЕНЫ

Приказом ПАО «НК «Роснефть»

от «25» декабря 2024 г. № 00578-24

Введены в действие с «25» декабря 2024 г.

ВВЕДЕНЫ В ДЕЙСТВИЕ

с «28» декабря 2024 г.

Приказом ООО «Славнефть-

Красноярскнефтегаз»

от «28» декабря 2024 г. № 1653

ТИПОВЫЕ ТРЕБОВАНИЯ КОМПАНИИ

УЧЕТ НЕФТИ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ОБЩЕСТВАХ ГРУППЫ

№ П1-01.05 ТИ-0001

ВЕРСИЯ 7

**МОСКВА
2024**



СОДЕРЖАНИЕ

1.	ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	6
	НАЗНАЧЕНИЕ	6
	ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ.....	6
	ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСПОЛНЕНИЯ	6
2.	ГЛОССАРИЙ	7
2.1.	ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ.....	7
2.2.	РОЛИ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ	7
2.3.	ТЕРМИНЫ ИЗ ВНЕШНИХ ДОКУМЕНТОВ.....	7
2.4.	ТЕРМИНЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА.....	8
2.5.	СОКРАЩЕНИЯ.....	9
3.	УЧАСТНИКИ БИЗНЕС-ПРОЦЕССА.....	12
4.	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	13
5.	ПОРЯДОК ОРГАНИЗАЦИИ ОТПУСКА, ПРИЕМА И УЧЕТА НЕФТИ, НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ И НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ	18
5.1.	ТРЕБОВАНИЯ К МЕТОДАМ И СРЕДСТВАМ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И КАЧЕСТВА НЕФТИ	18
5.2.	ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТИ В СОСТАВЕ НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ ПО СКВАЖИНАМ И УЧАСТКАМ НЕДР	19
5.3.	ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТИ ПО ТРУДНО-ИЗВЛЕКАЕМЫМ ЗАПАСАМ НЕФТИ.....	24
5.4.	ПОРЯДОК УЧЕТА ИЗМЕНЕНИЯ ОСТАТКОВ НЕФТИ	24
5.5.	ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТИ, ПЕРЕДАВАЕМОЙ ТРЕТЬИМ ЛИЦАМ	25
5.6.	ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТИ ПРИ ОТПУСКЕ ТРЕТЬИМ ЛИЦАМИ ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТИ, РАСХОДУЕМОЙ НА ПРОИЗВОДСТВО НЕФТЕПРОДУКТОВ	27
5.7.	ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТИ, ИСПОЛЬЗУЕМОЙ НА ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НУЖДЫ И ТОПЛИВО ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК	27
5.8.	ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТИ ТРЕТЬИХ ЛИЦ	28
5.9.	ПОРЯДОК РАЗРАБОТКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КАРТ ОСТАТКОВ НЕФТИ И ИХ ИНВЕНТАРИЗАЦИИ	30
5.10.	ПОРЯДОК УЧЕТА ФАКТИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ НЕФТИ ЗА ОТЧЕТНЫЙ ПЕРИОД.....	40
5.11.	ПОРЯДОК СОСТАВЛЕНИЯ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО БАЛАНСА	42
5.12.	ПОРЯДОК УЧЕТА ШИРОКОЙ ФРАКЦИИ ЛЕГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ, ПЕРЕДАННОЙ ТРЕТЬИМ ЛИЦАМ.....	44
5.13.	ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТИ, ДОБЫВАЕМОЙ ИЗ СКВАЖИН ПРИ ОТСУТСТВИИ НЕФТЕСБОРНОГО КОЛЛЕКТОРА	45
6.	ПОРЯДОК ОРГАНИЗАЦИИ ОТПУСКА, ПРИЕМА И УЧЕТА НЕФТИ, НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ И НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ ПРИ ВНУТРЕННИХ ПЕРЕВОЗКАХ АВТОМОБИЛЬНЫМИ ЦИСТЕРНАМИ	47
6.1	ПОРЯДОК ОТПУСКА НЕФТИ (НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ) С ПУНКТА ОТПУСКА НЕФТИ, ПУНКТА СЛИВА НЕФТИ	47
6.2	ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТИ НА ПУНКТЕ ОТПУСКА НЕФТИ, ПУНКТЕ СЛИВА НЕФТИ	50
6.3	ПОРЯДОК ПРИЕМА НЕФТИ (НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ) НА ПУНКТЕ СЛИВА НЕФТИ	52
6.4	ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ НА ПУНКТЕ СЛИВА НЕФТИ (НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ)	56

Права на настоящий ЛНД принадлежат ПАО «НК «Роснефть». ЛНД не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён без разрешения ПАО «НК «Роснефть».



6.5 ПОРЯДОК ВЫДАЧИ НОМЕРНЫХ ПЛОМБ И ПЛОМБИРОВКИ АВТОЦИСТЕРНЫ, ОФОРМЛЕНИЕ ДОКУМЕНТАЦИИ.....	57
6.5.1. ПОРЯДОК ВЫДАЧИ НОМЕРНЫХ ПЛОМБИРОВОЧНЫХ УСТРОЙСТВ	57
6.5.2. ПЛОМБИРОВКА АВТОЦИСТЕРН	57
6.5.3. ПЛОМБИРОВКА ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ	57
6.5.4. ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ С ПУНКТА НАЛИВА ДО ПУНКТА СЛИВА	57
6.5.5. ПОРЯДОК УЧЁТА ПЛОМБ И ПЛОМБИРОВОЧНЫХ УСТРОЙСТВ НА ПУНКТЕ СЛИВА НЕФТИ (НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ)	58
6.5.6. ПОРЯДОК ОПЕРАТИВНОЙ СВЕРКИ ОБЪЁМОВ НЕФТИ (НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ).....	58
6.5.7. СРОКИ И ПОРЯДОК ХРАНЕНИЯ ДОКУМЕНТАЦИИ, ОФОРМЛЯЮЩЕЙСЯ ПРИ ОТПУСКЕ НЕФТИ С ПУНКТА НАЛИВА, И ИСПОЛЬЗОВАННЫХ НОМЕРНЫХ ПЛОМБИРОВОЧНЫХ УСТРОЙСТВ.....	59
6.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА НЕФТИ И РАСЧЕТ КОЛИЧЕСТВА НЕФТИ.....	59
6.6.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УРОВНЯ НАЛИВА НЕФТЕГАЗОВОДОЯНОЙ СМЕСИ, НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ В АВТОЦИСТЕРНЕ.....	59
6.6.2. ИЗМЕРЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ И ПЛОТНОСТИ НЕФТИ (НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ) (НЕАВТОМАТИЗИРОВАННЫМИ СРЕДСТВАМИ ИЗМЕРЕНИЙ).....	60
6.6.3. ИЗМЕРЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ И ПЛОТНОСТИ НЕФТИ (АВТОМАТИЗИРОВАННЫМИ СРЕДСТВАМИ ИЗМЕРЕНИЙ).....	60
6.6.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА НЕФТИ ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ ИЗМЕРЕНИЯ.....	61
6.6.5. АЛГОРИТМ РАСЧЕТА КОЛИЧЕСТВА НЕФТИ	61
6.7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАССЫ НЕФТИ (НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ) В АВТОЦИСТЕРНЕ ПРЯМЫМ МЕТОДОМ ДИНАМИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ ПРИ НАЛИВЕ (СЛИВЕ) НА ПУНКТЕ ОТПУСКА НЕФТИ, ПУНКТЕ СЛИВА НЕФТИ	62
6.7.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА НЕФТИ (НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ), ПРИВЕДЕННОГО К СТАНДАРТНЫМ УСЛОВИЯМ.....	63
6.7.2. АЛГОРИТМ РАСЧЕТА КОЛИЧЕСТВА НЕФТИ	63
6.8. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ.....	64
6.9. ТРЕБОВАНИЯ К МЕТОДАМ И СРЕДСТВАМ ИЗМЕРЕНИЙ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ КОЛИЧЕСТВА И КАЧЕСТВА НЕФТИ.....	67
6.10. ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТИ И НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ.....	67
6.10.1. ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ С ПОМОЩЬЮ АВТОМОБИЛЬНЫХ ЦИСТЕРН.....	67
6.10.2. ПОРЯДОК ПОДГОТОВКИ И ОТПУСКА НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ В АВТОМОБИЛЬНЫЕ ЦИСТЕРНЫ.....	68
6.10.3. ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ В РЕЗЕРВУАРАХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ.....	68
6.10.4. ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ В ПОДЗЕМНОЙ ЕМКОСТИ, УЧАСТВУЮЩЕЙ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ.....	69
6.10.5. ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ МАССОВОГО РАСХОДОМЕРА.....	70
6.11. ПОРЯДОК ОТБОРА ПРОБ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ.....	70
6.12. ТРЕБОВАНИЯ К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ ОПРЕДЕЛЯЮТСЯ СТАНДАРТИЗОВАННЫМИ МЕТОДАМИ ИЛИ ДРУГИМИ МЕТОДАМИ (МЕТОДИКАМИ) ИСПЫТАНИЙ, УТВЕРЖДЕННЫМИ В ОБЩЕСТВЕ ГРУППЫ. УЧЕТ И РЕГИСТРАЦИЯ КОЛИЧЕСТВА НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ.....	70
6.13. КОНТРОЛЬНЫЕ ПРОЦЕДУРЫ	71
7. ПОРЯДОК СНЯТИЯ НАТУРНЫХ ОСТАТКОВ НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРАХ (В ТОМ ЧИСЛЕ С НАЛИЧИЕМ ЭМУЛЬСИОННОГО СЛОЯ)	72
7.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	72
7.2. УЧЕТНЫЕ ОПЕРАЦИИ ПРИ ЗАКРЫТИИ СУТОЧНОЙ ОТЧЕТНОСТИ	72

Права на настоящий ЛНД принадлежат ПАО «НК «Роснефть». ЛНД не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён без разрешения ПАО «НК «Роснефть».



7.3. УЧЕТНЫЕ ОПЕРАЦИИ ПРИ ИНВЕНТАРИЗАЦИИ ОСТАТКОВ НЕФТИ.....	72
7.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА И КАЧЕСТВА НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРАХ.....	74
8. АЛГОРИТМЫ ИЗМЕРЕНИЙ И РАСЧЕТА МАССЫ И ОБЪЕМА НЕФТИ В СОСТАВЕ НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ СИСТЕМАМИ ИЗМЕРЕНИЙ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТАХ СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ.....	76
8.1. АЛГОРИТМ РАСЧЁТА МАССЫ НЕТТО НЕФТИ В ТОВАРНЫХ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И БУФЕРНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ	76
8.2. АЛГОРИТМ РАСЧЁТА МАССЫ НЕТТО НЕФТИ НА ОПЕРАТИВНЫХ СИСТЕМАХ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ СЫРОЙ (НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ)	76
8.3. АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ОБЪЁМА ВОДЫ, ПРИВЕДЕННОГО К ТЕМПЕРАТУРЕ 20°С, НА ОПЕРАТИВНЫХ СИСТЕМАХ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА ВОДЫ	77
8.4. ЛАБОРАТОРНЫЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НЕФТИ ПО ОТОБРАННОЙ ПРОБЕ. ОТБОР ПРОБ ИЗ ТРУБОПРОВОДА.....	77
8.5. МЕТОД ИЗМЕРЕНИЙ – КОСВЕННЫЙ МЕТОД СТАТИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ.....	78
8.5.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ИХ УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ.....	78
8.5.2. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫЧИСЛЕНИЙ.....	79
8.5.3. ФОРМА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ВЫЧИСЛЕНИЙ.....	81
8.6. МЕТОД ИЗМЕРЕНИЙ – КОСВЕННЫЙ МЕТОД, ОСНОВАННЫЙ НА ГИДРОСТАТИЧЕСКОМ ПРИНЦИПЕ.....	81
8.6.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ИХ УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ.....	81
8.6.2. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫЧИСЛЕНИЙ.....	82
8.6.3. ФОРМА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ВЫЧИСЛЕНИЙ.....	84
8.7. АЛГОРИТМ РАСЧЁТА ОБЪЁМОВ НЕФТИ И ВОДЫ, ПРИВЕДЁННЫХ К ТЕМПЕРАТУРЕ 20°С, И МАССЫ НЕТТО НЕФТИ НА ОПЕРАТИВНЫХ СИСТЕМАХ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ СЫРОЙ (НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ)	85
8.7.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ИХ УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ.....	85
8.7.2. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫЧИСЛЕНИЙ.....	86
8.7.3. ФОРМА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ВЫЧИСЛЕНИЙ.....	88
8.8. МЕТОД ИЗМЕРЕНИЙ – КОСВЕННЫЙ МЕТОД ДИНАМИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ.....	88
8.8.1. СХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ИХ УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ.....	88
8.8.2. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫЧИСЛЕНИЙ.....	89
8.8.3. ФОРМА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ВЫЧИСЛЕНИЙ.....	90
8.9. МЕТОД ИЗМЕРЕНИЙ – ПРЯМОЙ МЕТОД ДИНАМИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ.....	91
8.9.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ИХ УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ.....	91
8.9.2. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫЧИСЛЕНИЙ.....	92
8.9.3. ФОРМА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ВЫЧИСЛЕНИЙ.....	93
8.10. АЛГОРИТМ РАСЧЁТА ОБЪЁМА ВОДЫ, ПРИВЕДЕННОГО К ТЕМПЕРАТУРЕ 20°С, НА ОПЕРАТИВНЫХ СИСТЕМАХ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА ВОДЫ	93
8.10.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ИХ УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ.....	93
8.10.2. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫЧИСЛЕНИЙ.....	93
8.10.3. ФОРМА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ВЫЧИСЛЕНИЙ.....	93
8.11. МЕТОД ИЗМЕРЕНИЙ – КОСВЕННЫЙ МЕТОД ДИНАМИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ.....	93
8.11.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ИХ УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ.....	93
8.11.2. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫЧИСЛЕНИЙ.....	94
8.11.3. ФОРМА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ВЫЧИСЛЕНИЙ.....	94

Права на настоящий ЛНД принадлежат ПАО «НК «Роснефть». ЛНД не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён без разрешения ПАО «НК «Роснефть».



8.12. РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА ВЛИЯНИЯ СВОБОДНОГО ГАЗА K_{CG}	94
8.12.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ИХ ОБОЗНАЧЕНИЯ	94
8.12.2. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫЧИСЛЕНИЙ	94
8.13. РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА ВЛИЯНИЯ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА K_{PG}	94
8.13.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ИХ ОБОЗНАЧЕНИЯ	94
8.13.2. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫЧИСЛЕНИЙ	95
8.14. РАСЧЕТ МАССОВОЙ ДОЛИ СВОБОДНОГО ГАЗА W_{CG}	95
8.14.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ИХ ОБОЗНАЧЕНИЯ	95
8.14.2. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫЧИСЛЕНИЙ	96
8.15. РАСЧЕТ МАССОВОЙ ДОЛИ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА W_{PG}	96
8.15.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ИХ ОБОЗНАЧЕНИЯ	96
8.16. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫЧИСЛЕНИЙ	97
8.17. АЛГОРИТМ ПРИВЕДЕНИЯ ПЛОТНОСТИ ВОДЫ, ИЗМЕРЕННОЙ ПРИ СТАНДАРТНЫХ УСЛОВИЯХ, К РАБОЧИМ, АЛГОРИТМ ПРИВЕДЕНИЯ ОБЪЕМА ВОДЫ, ИЗМЕРЕННОГО В РАБОЧИХ УСЛОВИЯХ, К СТАНДАРТНЫМ УСЛОВИЯМ	97
8.17.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ИХ ОБОЗНАЧЕНИЯ	97
8.17.2. ПОРЯДОК ВЫЧИСЛЕНИЙ	98
8.18. АЛГОРИТМ ПРИВЕДЕНИЯ ПЛОТНОСТИ ОБЕЗВОЖЕННОЙ ДЕГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ ρ_{H20} ОТ СТАНДАРТНЫХ УСЛОВИЙ К РАБОЧИМ УСЛОВИЯМ, ОБЪЕМА ОБЕЗВОЖЕННОЙ ДЕГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ ОТ РАБОЧИХ УСЛОВИЙ К СТАНДАРТНЫМ	98
8.18.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ИХ ОБОЗНАЧЕНИЯ	98
8.18.2. ПОРЯДОК ВЫЧИСЛЕНИЙ	99
8.18.3. ПОГРЕШНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ, ОБУСЛОВЛЕННЫЕ ПОГРЕШНОСТЯМИ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ	101
9. ПОРЯДОК ФОРМИРОВАНИЯ ОПЕРАТИВНОГО (СУТОЧНОГО) МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА УГЛЕВОДОРОДОВ (НЕФТЬ И ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ)	109
10. ССЫЛКИ	119
11. ПРИЛОЖЕНИЯ	123
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. СПИСОК ФОРМ ДОКУМЕНТОВ И МАТЕРИАЛОВ	124
СПРАВОЧНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ. ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ И ВНЕШНИХ ИСТОЧНИКОВ	126
СПРАВОЧНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ. ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ ЛНД	134

Права на настоящий ЛНД принадлежат ПАО «НК «Роснефть». ЛНД не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «НК «Роснефть».



1. ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

НАЗНАЧЕНИЕ

Типовые требования устанавливают единые требования к организации учета нефти в Обществах Группы в процессе добычи, сбора, подготовки, выработки топлив на собственные нужды, транспортировки, а также метрологическому обеспечению учета.

Типовые требования разработаны 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, утвержденных приказом Минпромторга России от 31.07.2020 № 2510;
- Значений коэффициентов, учитывающих влияние давления и температуры нефти в трубопроводе, утвержденных приказом Минэнерго России от 15.08.2014 № 527.

ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ

Типовые требования обязательны для исполнения работниками Обществ Группы, осуществляющих деятельность по добыче нефти и газа, и прочих Обществ Группы, расположенных на территории Российской Федерации, в соответствии с Периметром внедрения настоящих Типовых требований.

Общества Группы при оформлении договоров с подрядными организациями, задействованными в процессе приема, подготовки, транспортировки и сдачи нефти, обязаны включать в договоры соответствующие условия для соблюдения подрядной организацией требований, установленных настоящими Типовыми требованиями.

ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСПОЛНЕНИЯ

Настоящие Типовые требования являются локальным нормативным документом постоянного действия.



2. ГЛОССАРИЙ

2.1. ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

В настоящих Типовых требованиях используются термины Корпоративного глоссария: *Внутренний документ, Водный транспорт, Газовый конденсат, Измерительная установка, Информационный ресурс «Нормативное обеспечение» (ИР «НО»), Компания, Локальный нормативный документ (ЛНД), Нефть, Нефть на производственно-технологические нужды, Общество Группы (ОГ), Остаточный нефтяной продукт, Попутный нефтяной газ, Распорядительный документ, Самостоятельное структурное подразделение (ССП), Технологическая информационная система «Добыча» (ТИС «Добыча»), Технологический остаток нефти и нефтепродуктов, Третье лицо, Углеводородное сырье (УВС), Штанговый глубинный насос, Электроцентробежный насос.*

2.2. РОЛИ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

В настоящих Типовых требованиях используются роли Корпоративного глоссария: *Единоличный исполнительный орган (ЕИО), Завод-изготовитель, Испытательная лаборатория/Испытательный центр, Материально ответственное лицо, Подрядная организация (Подрядчик), Рабочая инвентаризационная комиссия (РИК), Служба безопасности Общества Группы (СБ ОГ), Служба главного инженера Общества Группы, Служба добычи нефти и газа Общества Группы (Служба ДНГ ОГ), Служба подготовки и перекачки нефти Общества Группы (Служба ППН ОГ), Служба эксплуатации промысловых трубопроводов Общества Группы (Служба ЭПТ ОГ), Центральная диспетчерская служба (ЦДС), Центральная инвентаризационная комиссия (ЦИК), Центральная инженерно-техническая служба Общества Группы (ЦИТС ОГ).*

2.3. ТЕРМИНЫ ИЗ ВНЕШНИХ ДОКУМЕНТОВ

В настоящих Типовых требованиях используются термины из внешних документов: *Баланс нефти [п. 2 Правил учета нефти, утвержденных постановлением Правительства РФ от 16.05.2014 № 451], Балласт нефти [п. 2 Правил учета нефти, утвержденных постановлением Правительства РФ от 16.05.2014 № 451], Добыча нефти [п. 2 Правил учета нефти, утвержденных постановлением Правительства РФ от 16.05.2014 № 451], Исполнительный баланс нефти [п. 100 Национального стандарта ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения»], Методика (метод) измерений [п. 11 ст. 2 Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»], «Мертвый» (немобильный) остаток [п. 9.5 Руководящего документа РД 39-30-627-81 «Инструкция по учету нефти в нефтегазодобывающих объединениях»], Нефтегазодобывающая смесь или скважинная жидкость [п.п. 3.7 п. 3 Национального стандарта ГОСТ Р 8.1016-2022 «Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования»], Объект сбора и подготовки нефти [п. 2 Правил учета нефти, утвержденных постановлением Правительства РФ от 16.05.2014 № 451], Остаток нефти [п. 2 Правил учета нефти, утвержденных постановлением Правительства РФ от 16.05.2014 № 451], Партия нефти [п. 4 Технического регламента Евразийского экономического союза ТР ЕАЭС 045/2017 «О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию»], Показатели нефти [п. 2 Правил учета нефти, утвержденных постановлением Правительства РФ от 16.05.2014 № 451], Потери нефти непроизводственные [п. 2 Правил учета нефти, утвержденных постановлением Правительства РФ от 16.05.2014 № 451], Потери нефти фактические [п. 2 Правил учета нефти, утвержденных постановлением*



Правительства РФ от 16.05.2014 № 451], Потери нефти фактические технологические [п. 2 Правил учета нефти, утвержденных постановлением Правительства РФ от 16.05.2014 № 451], Приемо-сдаточный пункт нефти [п. 3.41 Межгосударственного стандарта ГОСТ 34182-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения»], Система измерений количества и показателей качества нефти [п. 3.74 Национального стандарта ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование»], Товарная нефть [п. 3.21 Межгосударственного стандарта ГОСТ 34182-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения»], Транспортная накладная [п.п. 20 п. 1 ст. 2 Федерального закона от 08.11.2007 № 259-ФЗ «Устав автомобильного транспорта и городского наземного электрического транспорта»], Участок недр [п. 3 ст. 336 Налогового кодекса Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 № 117-ФЗ], Учетные операции с нефтью [п. 2 Правил учета нефти, утвержденных постановлением Правительства РФ от 16.05.2014 № 451].

2.4. ТЕРМИНЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА

ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ ОСТАТКОВ НЕФТИ

- установленная последовательность практических действий по документальному подтверждению фактического наличия нефти в системе сбора и подготовки в Обществах Группы с целью обеспечения достоверности отчетных документов.

НЕФТЕСОДЕРЖАЩАЯ ЖИДКОСТЬ

- дегазированная нефтеводная смесь различного соотношения фаз «нефть-вода», полученная после первичной сепарации на дожимной насосной станции, установке предварительного сброса воды, а также собранная с мест розливов и аварий, связанных с разгерметизацией технологического оборудования, использующегося для подготовки и транспортировки нефти.

ОТЧЕТНЫЙ ПЕРИОД

- период времени (календарный месяц), по окончании которого определяется количество добытой нефти в Обществе Группы и составляется исполнительный баланс.

ПЛАНОВЫЙ БАЛАНС НЕФТИ ОБЩЕСТВА ГРУППЫ

- сводный документ, составляемый по планируемым производственным показателям, содержащий сведения о планируемом количестве добываемой массы нетто нефти с учетом её планового использования, плановых потерь и остатков на начало и конец планового периода. Балансом нефти Общества Группы предусматривается распределение нефти в плановом периоде между потребителями.

ПУНКТ ОТПУСКА НЕФТИ

- производственный объект (установка или комплекс оборудования), предназначенный для отпуска нефти и (или) нефтесодержащей жидкости в установленном порядке.



ПУНКТ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ	– производственный объект (технологическая установка или комплекс, включая резервуарные парки), предназначенный для технологических операций по стабилизации и освобождению нефти, извлеченной из недр, от излишнего балласта (воды и растворенных в ней веществ и механических примесей) до требуемого качества в соответствии с нормативными требованиями.
ПУНКТ СЛИВА НЕФТИ	– производственный объект (установка или комплекс оборудования), предназначенный для приема нефти и (или) нефтесодержащей жидкости в установленном порядке.
РАБОЧАЯ КОМИССИЯ ПО ИНВЕНТАРИЗАЦИИ НЕФТИ	– временный координационный орган, создаваемый для непосредственного проведения инвентаризации активов и обязательств Общества Группы.
РУКОВОДИТЕЛЬ ВЕРХНЕГО ЗВЕНА ОБЩЕСТВА ГРУППЫ	– заместитель Единоличного исполнительного органа, ответственный за управление определенным направлением деятельности Общества Группы, и руководитель филиала Общества Группы.
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА ВОДЫ	– совокупность функционально объединенных средств измерений, системы обработки информации (вычислитель) и технологического оборудования, предназначенная для измерений объема воды, измерений параметров воды, отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.
СЛУЖБА ТРАНСПОРТНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ОБЩЕСТВА ГРУППЫ	– структурное подразделение Общества Группы, ответственное за организацию транспортного обеспечения (в т.ч. перевозки нефти автоцистернами).
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА	– расчет «мертвых» (немобильных) и технологических остатков нефти в технологических аппаратах, емкостях, резервуарах, трубопроводах Обществ Группы.
GPS-ТРЕКЕР	– устройство приёма-передачи данных для спутникового контроля автомобилей, использующее GPS (Global Positioning System – система глобального позиционирования) для точного определения местонахождения объекта.

2.5. СОКРАЩЕНИЯ

АЦ	– автоцистерна.
БИК	– блок измерений показателей качества нефти.
БКНС	– блочная кустовая насосная станция.



ГК	– газовый конденсат.
ДНГД	– Департамент нефтегазодобычи ПАО «НК «Роснефть».
ДНС	– дожимная насосная станция.
ИВК	– измерительно-вычислительный комплекс.
ИЛИЦ	– Испытательная лаборатория/Испытательный центр.
ИУ	– измерительная установка.
ИХАЛ	– Испытательная химико-аналитическая лаборатория.
КНС	– кустовая насосная станция.
ЛУ	– лицензионный участок.
МБСУ	– малогабаритная сепарационно-измерительная установка.
МИ	– методика измерений.
МН	– магистральный нефтепровод.
МОЛ	– Материально ответственное лицо.
МУПН	– малогабаритная установка переработки нефти.
НДПИ	– налог на добычу полезных ископаемых.
НПЗ	– нефтеперерабатывающий завод.
НС	– нефтегазоводяная смесь.
НСЖ	– нефтесодержащая жидкость.
ОП	– охрannое предприятие.
ПНГ	– попутный нефтяной газ.
ПО	– программное обеспечение.
ПОН	– пункт отпуска нефти.
ППН	– пункт подготовки нефти.
ПСН	– пункт слива нефти.
ПУ	– пломбировочное устройство.
РВЗ	– руководитель верхнего звена.



РВС	– резервуар вертикальный стальной.
РВС-Э	– резервуар вертикальный стальной с нефтью с наличием эмульсионного слоя.
РИТС	– Региональная инженерно-технологическая служба.
РФ	– Российская Федерация.
СГМ	– Служба главного метролога.
СИ	– средство измерений.
СИКВ	– система измерений количества воды.
СИКН	– система измерений количества и показателей качества нефти.
СИКНС	– система измерений количества и показателей качества нефти сырой (нефтегазоводяной смеси).
СОИ	– система обработки информации.
ТН	– транспортная накладная.
ТО	– транспортное обеспечение.
ТРИЗ	– трудно-извлекаемые запасы.
ТТН	– товарно-транспортная накладная.
УПН	– установка подготовки нефти.
УПСВ	– установка предварительного сброса воды.
ЦДНГ	– Цех добычи нефти и газа Общества Группы.
ЦПН	– Цех подготовки нефти Общества Группы.
ЦППН	– Цех подготовки и перекачки нефти Общества Группы.
ЦПС	– центральный пункт сбора.
ЦТОиРТ	– Цех технического обслуживания и ремонта трубопроводов Общества Группы.
ШФЛУ	– широкая фракция легких углеводородов.



3. УЧАСТНИКИ БИЗНЕС-ПРОЦЕССА

3.1. В выполнении процедур, указанных в настоящих Типовых требованиях, участвуют:

- РИТС ОГ;
- СБ ОГ;
- Служба главного инженера ОГ;
- СГМ ОГ;
- Служба ДНГ ОГ;
- Служба ТО ОГ;
- Служба ППН ОГ;
- Служба ЭПТ ОГ;
- ЦИТС ОГ;
- МОЛ ОГ;
- ЦИК ОГ;
- ИЛ/ИЦ (ИХАЛ);
- РИК;
- ЦДНГ;
- ЦППН;
- ЦТОиРТ.



4. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

4.1. Служба главного инженера ОГ является ответственной за организацию отпуска, приема и учета нефти в нефтегазодобывающих ОГ. В процессе организации отпуска, приема и учета нефти участвуют в том числе:

- Служба ДНГ ОГ;
- Служба ТО ОГ;
- Служба ЭПТ ОГ;
- Служба ППН ОГ.

Учет нефти осуществляется при:

- добыче нефти;
- подготовке и (или) транспортировке, переработке и (или) потреблении нефти, в т.ч. принятой от третьих лиц;
- передаче нефти третьим лицам для подготовки и (или) транспортировки, переработки и (или) потребления;
- производстве ШФЛУ в процессе стабилизации;
- использовании для производства нефтепродуктов;
- использовании для производственно-технологических нужд и в качестве топлива;
- определении остатков нефти на объектах сбора и подготовки нефти на начало и конец отчетного периода, в том числе после проведения ремонтных работ на объектах сбора и подготовки нефти или переработки нефти;
- определении потерь нефти фактических за отчетный период.

4.2. Учет нефти в ОГ 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.

4.3. Учет нефти, в том числе для целей налогообложения НДС, осуществляется в тоннах с точностью до третьего знака после запятой. Единицы измерений показателей качества нефти определяются методами испытаний.

4.4. 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 ОГ по форме, установленной Минэнерго России (для отгрузки на территорию таможенного союза паспорт качества нефти должен соответствовать требованиям Технического регламента Евразийского экономического союза ТР ЕАЭС 045/2017 «О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию».

4.5. Учету подлежит вся добытая в ОГ и принятая от третьих лиц нефть.

4.6. РВЗ ОГ является ответственным за полноту и достоверность данных учета нефти в ОГ и данных учета, представляемых в Федеральные органы исполнительной власти.

4.7. При осуществлении учетных операций с нефтью определяется:

- объем и масса брутто нефти, объем и масса НС определяются с применением СИ;
- масса балласта нефти и масса нетто нефти определяются с применением СИ и результатов лабораторных испытаний;



- показатели качества нефти, составляющие балласт нефти, определяются методами, установленными Государственным стандартом ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» или Межгосударственным стандартом ГОСТ 31378-2009 «Нефть. Общие технические условия».

4.8. По результатам учетных операций на скважинах, на объектах сбора, транспортировки и подготовки нефти по каждому участку недр в ОГ определяется:

- дебит каждой скважины за сутки и за отчетный период с учетом отработанного времени;
- масса нефти в составе НС, извлеченной из недр, по каждому участку недр (или месторождению) и ОГ в целом за отчетный период.

4.9. По результатам учетных операций на объектах ОГ и (или) третьих лиц ежесуточно и за отчетный период определяется:

- масса нетто нефти, находящейся в системе сбора и подготовки;
- масса нетто нефти, принятой от третьих лиц (в том числе для подготовки, хранения и (или) транспортировки);
- масса нетто нефти, переданной третьим лицам (для подготовки и (или) транспортировки, переработки и (или) потребления);
- масса нетто нефти, расходуемой на производство нефтепродуктов;
- масса нетто нефти, используемой на производственно-технологические нужды и топливо;
- масса нетто нефти, возвращенной в систему подготовки нефти после проведения ремонтных работ и нефтепереработки;
- масса нетто потерь нефти фактических за отчетный период.

4.10. Учетные операции по каждому участку недр проводятся:

- на скважинах ежесуточно по состоянию на 24:00 часа московского времени, также ежемесячно последнего числа по состоянию на 24:00 часа московского времени в последний календарный день отчетного месяца;
- на ДНС, УПСВ, ППН, нефтеперекачивающей станции каждые два часа, посменно и ежесуточно по состоянию на 24:00 часа московского времени. Также ежемесячно последнего числа по состоянию на 24:00 часа московского времени в последний календарный день отчетного месяца.

4.11. Служба главного инженера ОГ по завершении подготовки нефти рассчитывает массу нетто нефти, добытой в отчетный период ($D_{\text{ф}}$), по формуле:

$$D_{\text{ф}} = \Delta M_{\text{ост}} + M + M_{\text{НГДО}} + M_{\text{подг}} - M_{\text{куп}} - M_{\text{возвр}} + P_{\text{ф}} \quad (1),$$

где:

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

M – масса нетто нефти, определенной в отчетный период посредством СИКН, технологически расположенной первой по завершении технологического процесса подготовки нефти, либо посредством товарных РВС, технологически расположенных по завершении технологического процесса подготовки нефти до СИКН (тонн);

$M_{\text{НГДО}}$ – масса нетто нефти, отпущенной в отчетном периоде после 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 (тонн);



$M_{\text{ПОДГ}}$ – масса нетто нефти, переданной в отчетный период третьим лицам для подготовки и последующей транспортировки (тонн);

$M_{\text{КУП}}$ – масса нетто нефти, приобретенной в отчетный период (тонн);

$M_{\text{ВОЗВР}}$ – масса нетто нефти (обезвоженной, обессоленной и стабилизированной, учтенной после завершения технологического процесса подготовки нефти, в том числе для целей исчисления НДС), возвращенной в отчетный период на объекты сбора и подготовки нефти после проведения ремонтных работ на объектах сбора и подготовки нефти, закачки в скважины и переработки нефти (тонн);

$P_{\text{Ф}}$ – масса нетто потерь нефти фактических в отчетный период на объектах сбора и подготовки нефти (тонн).

Учетные операции с нефтью производятся по каждой скважине, залежи месторождения и месторождению (участку недр) и осуществляются на основе информации, полученной с применением СИ или технических устройств с измерительными функциями по МИ, отвечающим требованиям законодательства РФ об обеспечении единства измерений и о техническом регулировании. При наличии СИКН на групповом пункте сбора нефти с нескольких месторождений (участков недр), если такая система технологически расположена первой по завершении технологического процесса подготовки нефти и при условии, что такой групповой пункт сбора нефти является частью проектных документов на разработку указанных месторождений, масса нетто нефти определяется по результатам измерения на групповом пункте сбора нефти с нескольких месторождений.

В таком случае определение количества добытой нефти по формуле 1 и показателей ее формирующих, следует производить в целом по всем объектам сбора и подготовки нефти организации, технологически связанным с процессом сбора и подготовки нефти, с оформлением документов учета нефти по каждому месторождению (участку недр).

При подготовке нефти, добытой на разных месторождениях (залежах, участках недр), на одном объекте подготовки в соответствии с проектной документацией масса нетто нефти, добытой за отчетный период, определяется по завершении подготовки нефти на таком объекте.

4.12. Нефть, принимаемая от третьих лиц для подготовки и (или) транспортировки, переработки, учитывается обособленно от собственной нефти ОГ.

4.13. Нормативные документы третьих лиц не являются обязательными при проведении учетных операций, при условии отсутствия ссылки на них в договорах с этими третьими лицами.

4.14. При сдаче нефти для подготовки третьим лицам (при отсутствии собственных ППН), учет нефти ведется путем определения количества на скважинах по каждому участку недр, на объектах, предусмотренных проектом обустройства месторождения, а также на ППН и других объектах ОГ, принявших нефть на подготовку и транспортировку.

4.15. За отчетный период по результатам учетных операций ОГ Службой главного инженера ОГ составляется исполнительный баланс, который утверждается ЕИО ОГ и подписывается главным геологом ОГ.

4.16. Расчет массы нефти (НСЖ) выполняется согласно утвержденной МИ.



При наличии СИ на пункте отпуска (налива) для выполнения измерений массы нефти применяется прямой метод динамических или прямой метод статических измерений массы нефти.

При отсутствии СИ массового расхода и СИ массы на пункте отпуска (налива) для выполнения измерений массы нефти (НСЖ) применяется косвенный метод статических измерений массы нефти.

При отпуске нефти (НСЖ) прямым динамическим или прямым статическим методом допускается наличие на АЦ свидетельства о калибровке.

4.17. Отпуск и прием нефти в АЦ производится в специально оборудованных пунктах отпуска (налива) и приема нефти (НСЖ). АЦ, применяемые для перевозки нефти (НСЖ), должны иметь паспорта и быть поверены организацией, аккредитованной на право поверки транспортных мер полной вместимости, согласно Межгосударственному стандарту ГОСТ 8.600-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Автоцистерны для жидких нефтепродуктов. Методика поверки».

4.18. Работники, назначенные распорядительным документом ОГ, ответственные за отпуск и прием нефти, являются МОЛ ОГ.

4.19. Отпуск нефти, (НСЖ) производится только в дневное время суток (с 6:00 до 20:00), включая выходные и нерабочие праздничные дни. В случае производственной необходимости, отпуск нефти (НСЖ), возможно производить в ночное время по решению главного инженера ОГ или РВЗ ОГ с уведомлением СБ ОГ с оформлением необходимых документов (ТТН или ТН, документов о качестве нефти).

4.20. Запрещается производить отпуск (прием или слив) нефти, НС, НСЖ при:

- неисправности АЦ, нарушении требований охраны труда и промышленной безопасности;
- отсутствии на АЦ исправного GPS-трекера. Отметка о наличии на автомобиле исправного GPS-трекера должна быть в путевом листе;
- отсутствии документа о качестве перевозимой партии нефти (НСЖ);
- отсутствии в документах (паспорте, свидетельстве о поверке и т.д.) на АЦ диаметра горловины (для цилиндрических горловин) или длин сторон горловины (для горловин прямоугольной формы);
- отсутствии действующего свидетельства о поверке АЦ;
- отсутствии оттиска поверительного клейма на маркировочной табличке АЦ и на заклепке, крепящей указатель уровня налива;
- неправильной установке АЦ, АЦ установлена на шасси автомобиля, на прицепе или на полуприцепе, которые находятся не в горизонтальном положении, а под наклоном относительно площадки).

4.21. Служба главного инженера ОГ является ответственной за ведение и сохранность документов, обязательных к наличию на ПОН, ПСН. Перечень документов, обязательных к наличию на ПОН, ПСН, ЦПН, ЦДНГ, приведен в п. 38 Таблицы 15 [Приложения 1](#). Формы и материалы, указанные в Таблице 15, размещены на ИР «НО». Ответственность за поддержание форм и материалов в актуальном состоянии и предоставление их для размещения на ИР «НО» несет ДНГД.

4.22. ПОН или ПСН должен быть оборудован досмотровой эстакадой (или приставной лестницей) и постоянным видеонаблюдением с выводом сигнала на пост ОП, осуществляющего охрану ПОН или ПСН, на основании договора. При отключении или



отсутствии видеокамер отпуск (прием) нефти, НСЖ, производится службой ПНГ ОГ в присутствии работника ОП. В случае отсутствия договора охраны ПОН или ПСН прием производится рабочим персоналом (оператором ПОН, или ПСН) в присутствии инженерного работника службы ПНГ ОГ, ответственного за эксплуатацию ПОН, ПСН.

4.23. Отбор проб нефти проводится в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб». Испытания нефти проводятся в ИЛ/ИЦ (ИХАЛ). Требования к ИЛ/ИЦ (ИХАЛ) установлены в Межгосударственном стандарте ГОСТ ISO/IEC 17025-2019 «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий».

4.24. Контроль за движением АЦ осуществляется с помощью GPS-трекера.



5. ПОРЯДОК ОРГАНИЗАЦИИ ОТПУСКА, ПРИЕМА И УЧЕТА НЕФТИ, НЕФТЕГАЗОВОДОЯНОЙ СМЕСИ И НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ

5.1. ТРЕБОВАНИЯ К МЕТОДАМ И СРЕДСТВАМ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И КАЧЕСТВА НЕФТИ

5.1.1. Погрешность измерений массы нефти в составе НС, принимаемой от третьих лиц или передаваемой третьим лицам на подготовку и транспортировку и не соответствующей по качеству Государственному стандарту ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия», Межгосударственному стандарту ГОСТ 31378-2009 «Нефть. Общие технические условия», устанавливается в договоре между сдающей и принимающей стороной, с учетом требований Рекомендаций МИ 2693-2001 «Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения коммерческого учета сырой нефти на нефтедобывающих предприятиях. Основные положения» и Национального стандарта ГОСТ Р 8.1016-2022 «Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».

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

5.1.3. Для измерений массы нефти в составе НС по участкам недр применяют СИКНС. Допускается массу нефти в составе НС по участкам недр определять суммированием результатов измерений ИУ, а также ИУ и других СИ, участвующих в ее учете.

5.1.4. Погрешности измерений массы нефти при отпуске на собственные технологические нужды и топливо, на производство нефтепродуктов устанавливается в ОГ, исходя из выбранного метода измерений массы нефти в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 8.587-2019 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений» и экономической целесообразности с учетом требований технического (технологического) проекта разработки месторождения.

5.1.5. СИ, применяемые для измерений массы нефти при проведении учетных операций с третьими лицами, могут принадлежать как сдающей, так и принимающей стороне.

Примечание: При использовании СИ, принадлежащих третьим лицам, последние должны регулярно (периодичность определяется ОГ) предоставлять действующие свидетельства о поверке (копии) СИ. Условие о предоставлении свидетельств о поверке должно контролироваться Службой главного инженера ОГ.

5.1.6. Для расчета массы нефти показатели качества нефти определяются по отобранной пробе в ИЛ/ИЦ. Отбор пробы нефти производится в соответствии с требованиями, установленными Межгосударственным стандартом ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб» на методы отбора проб.

5.1.7. Нефть, предъявляемая Подрядчику для поставки организациям РФ и экспорта, должна соответствовать Государственному стандарту ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия», Межгосударственному стандарту ГОСТ 31378-2009 «Нефть. Общие технические условия».



ИЛИИЦ (ИХАЛ), выполняющие испытания нефти для ведения товарно-коммерческих операций сдачи и (или) приема нефти третьих лиц или в систему ПАО «Транснефть», должны иметь подтверждение компетентности согласно регламенту взаимоотношений, с третьими лицами или ПАО «Транснефть» (при наличии таких взаимодействий в ОГ).

5.1.8. СИ, применяемые при учете нефти, должны иметь действующее свидетельство (сертификат) утверждения типа СИ и быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

5.1.9. ИВК сбора и обработки информации, используемые в системах учета нефти (НСЖ), и прикладное ПО таких ИВК, должны быть аттестованы в соответствии с Рекомендацией МИ 2174-91 «Государственная система обеспечения единства измерений. Аттестация алгоритмов и программ обработки данных при измерениях. Основные положения» и Рекомендацией МИ 2676-2001 «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».

Примечание: Определение количества нефти с использованием результатов измерений СИ проводятся по аттестованным в установленном в РФ порядке МИ (Национальный стандарт ГОСТ Р 8.563-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений»).

5.2. ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТИ В СОСТАВЕ НЕФТЕГАЗОВОДОЯНОЙ СМЕСИ ПО СКВАЖИНАМ И УЧАСТКАМ НЕДР

5.2.1. В целях определения массы нетто нефти, добытой из каждой скважины (группы скважин) в отчетный период, измерение количества НС (суточная производительность) и определение физико-химических свойств НС с учетом времени и работы скважины производится работниками Службы ДНГ ОГ не реже 1-го раза в месяц, если иное не установлено законодательством РФ о налогах и сборах.

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

Количество НС, 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 НС с одиночных скважин или групп скважин на объекты подготовки нефти;
- СИ и результатов лабораторных испытаний.

Физико-химические свойства НС определяются при определении дебита скважин по массе нетто нефти в зависимости от применяемых методов измерений:

- при применении косвенных методов измерений массы нефти, определяются плотность нефти при температуре 15 или 20 °С, либо при температуре проведения измерений объема. Температура (в градусах Цельсия) и давление (в паскалях), определяемые с применением СИ при проведении измерений объема, содержание воды в НС (объемная доля воды в НС в процентах);
- при проведении прямых методов измерений массы нефти определяется содержание воды в НС (массовая доля воды в НС в процентах). Содержание воды в НС определяется как



объемная или массовая доля воды, включающая общий балласт НС (хлористые соли, механические примеси, в растворенном и взвешенном состоянии). Объемная доля воды, массовая доля воды определяются с применением СИ и (или) по результатам лабораторных испытаний;

- при определении массы нефти косвенным методом динамических измерений результаты измерений объема в рабочих условиях (при рабочих температуре и давлении) приводятся к стандартным условиям согласно Межгосударственному стандарту ГОСТ 8.587-2019 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений».

5.2.2. В зависимости от применяемых СИ при измерении дебита скважин часть параметров измеряется на скважине (объем, температура, давление, масса), часть – в ИЛ/ИЦ по отобранной согласно Межгосударственному стандарту ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб» устьевой пробе нефти для определения балласта.

5.2.3. В течение отчетного периода (календарный месяц) результаты измерений на скважинах Службой ДНГ ОГ фиксируются в эксплуатационном рапорте по каждому участку недр с разделением (при необходимости) по территориальным областям.

5.2.4. Форма ежемесячного эксплуатационного рапорта устанавливается в ОГ 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 УВС, месторождению);
- территориальная 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).

5.2.5. На основании эксплуатационных рапортов в ОГ Служба ДНГ ОГ составляет и передает на утверждение ЕИО ОГ сводный рапорт, содержащий оперативную информацию по добыче нефти и газа, обводненности продукции скважин и времени работы скважин в ОГ в целом за отчетный период (календарный месяц).

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

5.2.7. Дебит *i*-й скважины по НС 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:



$Q_{СКВ\ i}^j$ – объем НС, извлеченной из i -й скважины (m^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 ($M_{ЖИД\ i}^j$) – по формуле:

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

где:

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

5.2.8. 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 ($Q_{НЕФ\ i}^j$) – по формуле:

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

где:

$Q_{ЖИД\ i}^j$ – дебит i -й скважины по НС в j -й период измерения ($m^3/сут.$);

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

$K_{СГ\ i}^j$, $K_{РГ\ i}^j$ – 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 Минэнерго России, исходя из состава НС с применением статистических и экспериментальных данных;

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

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

где:

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

ρ_i^j – плотность нефти i -й скважины в j -й период измерения, определенная в порядке, установленном Минэнерго России, исходя из состава НС (тонн/ m^3).

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

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

где:

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

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



5.2.10. Результаты определения дебитов скважин по НС, содержания воды в НС, 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 РФ.

5.2.11. На основании данных эксплуатационного рапорта по скважине и массы нетто нефти, добытой в отчетный период (D_{Φ}), определяется масса нетто нефти, добытой по каждой скважине месторождения (участка недр) в отчетный период.

5.2.12. На основании массы нетто нефти, добытой по каждой скважине в отчетный период, составляется сводный месячный эксплуатационный рапорт по форме, указанной в пункте 35 Таблицы 15.

5.2.13. 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:

$$(9),$$

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 нефти (штук).

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

5.2.14. При наличии расхождения между массой нетто нефти (D_{Φ}), определенной в соответствии с положениями настоящих Типовых требований, и суммарной массой нетто нефти в НС, 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.

Разница между массой нетто нефти в составе НС, извлеченной из недр в отчетный период, определенной по результатам измерений дебитов скважин по массе нетто нефти, и массой нетто нефти (D_{Φ}) (дисбаланс) (ΔM) определяется по формуле:

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



где:

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

n – количество скважин, извлеченная НС 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 НС, 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 НС извлеченной из i -й скважины (процентов);

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

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

$$M_{\text{НЕФСВ } i} = \sum_{j=1}^j (M_{\text{НЕФ } i}^j \times T_i^j) \quad (12),$$

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.

Погрешность СИ принимается исходя из свидетельств об утверждении типа СИ.

5.2.15. При строительстве или реконструкции наземной инфраструктуры Службы ППН ОГ и (или) Службы ДНГ ОГ разрабатывают мероприятия по приведению объектов по измерению массы нефти в составе НС и объема нефтяного газа по отдельным скважинам и по участкам недр (месторождениям) в соответствии с настоящими Типовыми требованиями.

5.2.16. По каждому участку недр (месторождению) или группе участков для определения налогооблагаемой базы для расчета НДС ОГ выполняют измерения с применением ИУ, которые должны соответствовать техническим характеристикам Завода-изготовителя и проектам, с пределами допускаемой основной относительной погрешности измерений в соответствии с положениями настоящих Типовых требований.

5.2.17. Результаты определения количества нефти, извлеченной из недр за отчетный период по каждому участку недр и по ОГ в целом, Служба ППН ОГ заносит в исполнительный баланс в пункте 32 Таблицы 15, ежемесячно 2-го числа до 16:00 часов московского времени данные предоставлять в центральное диспетчерское управление.



5.2.18. Глубина (время сохранения) архива на бумажном носителе или электронного архива СОИ (при наличии) должна соответствовать законодательству РФ 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».

5.3. ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТИ ПО ТРУДНО-ИЗВЛЕКАЕМЫМ ЗАПАСАМ НЕФТИ

5.3.1. При добыче нефти из конкретной залежи, отнесенной к ТРИЗ, должны быть соблюдены положения настоящих Типовых требований, в части определения количества добытой нефти, и установленные Налоговым кодексом Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 № 117-ФЗ требования к учету количества добытой нефти, измерению количества добываемой НС и определению ее физико-химических свойств.

5.3.2. Измерения для определения количества нефти в составе НС по ТРИЗ ведутся с помощью ИУ или СИ стационарного или передвижного типа.

5.3.3. СИ должны иметь действующие свидетельства о поверке.

5.3.4. СОИ (при наличии) должна иметь программу по автоматизированному определению дебита добываемой нефти за выделенный период времени.

5.3.5. СОИ (при наличии) должна обеспечивать хранение архивных данных, касающихся даты проведения измерений, времени измерений, физико-химических свойств нефти в составе НС, определенных на основании измерений и данных ИЛ/ИЦ, количества нефти и воды, добываемых из скважины за определенный период времени.

5.3.6. Допускается хранение архивных данных СОИ (при наличии) по добывающим скважинам на серверах ОГ, переданных по системам телемеханики или полученных при помощи переносных носителей электронной информации в соответствии с ЛНД ОГ, регулирующими порядок использования внешних носителей электронной информации.

5.3.7. Формирование показаний СИ и результатов испытаний проб жидкости для расчета массы нефти с применением ИУ или СИ производится по форме пункта 34 Таблицы 15.

5.4. ПОРЯДОК УЧЕТА ИЗМЕНЕНИЯ ОСТАТКОВ НЕФТИ

5.4.1. Учёту подлежат остатки собственной нефти и нефти третьих лиц в следующем оборудовании: РВС (товарных, буферных, технологических, и аварийных (при наличии таковых), в технологических аппаратах, емкостях, трубопроводах, участвующих в технологическом процессе.

5.4.2. Определение остатков нефти в РВС проводят по завершению отчетного периода – ежемесячно последнего числа по состоянию на 24:00 часа московского времени в последний календарный день отчетного месяца путем проверки фактического наличия нефти.

5.4.3. Масса нефти в остановленных РВС определяется до начала проведения инвентаризации нефти (при условии, что с данными РВС не планируется проведение технологических операций до конца суток) после 2-часового отстоя, а затем в работающих РВС. На момент снятия остатков количество РВС, находящихся в режиме закачки (откачки), должно быть минимальным.

5.4.4. Изменение массы нетто остатков нефти на объектах сбора и подготовки нефти ($\Delta M_{\text{ост}}$) в отчетный период определяется по формуле:

$$\Delta M_{\text{ост}} = (M_{\text{ост оконч}} - M_{\text{ост нач}}) - \Delta M_{\text{ост стор}} \quad (13),$$

где:



$M_{\text{ост оконч}}$ – масса нетто остатков нефти на объектах сбора и подготовки нефти на конец отчетного периода (тонн);

$M_{\text{ост нач}}$ – масса нетто остатков нефти на объектах сбора и подготовки нефти на начало отчетного периода (тонн);

$\Delta M_{\text{ост стор}}$ – изменение массы нетто остатков нефти на объектах сбора и подготовки нефти, принятой от третьих лиц для подготовки и последующей транспортировки (тонн).

5.4.5. Масса остатков нефти в технологических аппаратах и емкостях, участвующих в технологическом процессе, определяется расчетным путем с использованием технологических карт системы сбора и подготовки нефти.

Количество остатков нефти в трубопроводах и аппаратах определяются их вместимостью, степенью их заполнения и параметрами находящейся в них НС (в процентах) расчетным путем по каждому объекту.

Примечание: В соответствии с Методикой измерений МИ 3648-2021 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных стальных резервуарах» градуировка технологических трубопроводов не предусмотрена.

5.4.6. В соответствии с разделом 6 настоящих Типовых требований вычисление массы остатков нефти.

5.4.6.1. В товарных РВС определяется по результатам измерений уровня нефти с учётом физико-химических показателей нефти в соответствии с алгоритмом расчёта объёма НС, массы нетто и объёма воды, утвержденным и аттестованным «Всероссийским научно-исследовательским институтом расходомерии» (свидетельство № 409-18 о метрологической аттестации алгоритма ПО от 12.11.2018) и реализованным в разделе 8 настоящих Типовых требований.

5.4.6.2. В буферных и технологических РВС определяется по результатам измерений уровня нефти (общего уровня и уровня подтоварной воды) с учётом физико-химических показателей нефти.

5.4.7. При наличии эмульсионного слоя (водонефтяная смесь, имеющая плотность меньшую плотности воды и большую чем плотность нефти в измеряемом резервуаре, находящаяся во взвешенном состоянии между водой и нефтью) в технологических резервуарах при вычислении массы нефти необходимо руководствоваться разделом 5 настоящих Типовых требований.

5.4.8. Остатки массы нефти третьих лиц определяются расчётным способом как разность между принятой нефтью и нефтью, переданной на транспортировку, остатков нефти на начало отчётного периода, а также потерь нефти.

5.5. ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТИ, ПЕРЕДАВАЕМОЙ ТРЕТЬИМ ЛИЦАМ

5.5.1. Изменение остатков массы нетто нефти, находящейся у третьих лиц в целях подготовки и последующей транспортировки ($\Delta M_{\text{подг ост}}$) определяется по формуле:

$$\Delta M_{\text{подг ост}} = M_{\text{подг}} - M_{\text{подг сд}} - P_{\text{ст ф}} \quad (14),$$

где:

$M_{\text{подг}}$ – масса нетто нефти, переданной в отчетный период третьим лицам для подготовки и последующей транспортировки (тонн);



$M_{\text{подг сд}}$ – масса нетто нефти, подготовленной в отчетный период третьими лицами и переданной для транспортировки (тонн);

$P_{\text{ст ф}}$ – масса нетто потерь нефти фактических технологических, возникших при подготовке нефти на объектах третьих лиц, предусмотренных проектной документацией (тонн).

5.5.2. Передача нефти третьим лицам производится на основании гражданско-правовых договоров. В договоре устанавливается порядок и условия передачи нефти, ее количественные показатели и показатели качества.

5.5.3. Работники Службы ППН ОГ, ответственные за прием и (или) передачу нефти, составление и подписание приемо-сдаточных документов, назначаются распорядительными документами ОГ принимающей и передающей сторон. Полномочия должностных лиц оформляются доверенностями. Подлинники (копии) доверенностей или нотариально заверенные копии находятся у представителей принимающей и передающей сторон. По требованию сторон, либо при наличии данного требования в условиях договора копии доверенностей могут быть заверены нотариально.

5.5.4. По результатам учетных операций, составляются акты приема-сдачи нефти по формам, указанным в пунктах 1-7 Таблицы 15 с приложением паспорта качества, оформленным Службой ППН ОГ на основании протокола испытаний, который выдает ИЛ/ИЦ (ИХАЛ) на основании испытаний пробы нефти, и (или) показаний СИ.

5.5.5. При передаче нефти железнодорожным транспортом, нефть отгружается по маршрутным поручениям, отдельными партиями или одиночными цистернами. Измерение массы нефти проводится в каждой цистерне с применением измерительных комплексов и СИ массы, принцип действия которых основан на прямых методах измерений. Допускается проводить измерение массы нефти непосредственно в железнодорожных цистернах косвенным методом статических измерений.

5.5.6. На каждый маршрут, отдельную партию нефти или одиночную цистерну составляются приемо-сдаточные документы: железнодорожная накладная, отгрузочная ведомость и железнодорожная квитанция. К накладной прилагается паспорт качества нефти.

5.5.7. По результатам учетных операций в ходе сдачи нефти железнодорожным транспортом, составляются акты приема нефти по количеству в железнодорожных цистернах в пункте назначения по форме, указанной в пункте 6 Таблицы 15.

5.5.8. При передаче нефти водным транспортом измерение массы нефти проводится с применением измерительных систем, измерительных комплексов или РВС.

5.5.9. На каждую партию нефти, передаваемую водным транспортом, составляются приемо-сдаточные документы установленных форм на данном виде транспорта с приложением паспорта качества нефти.

5.5.10. По результатам учетных операций в ходе сдачи нефти водным транспортом, составляется акт результатов измерений жидкостей в бункерных, балластных и других танках судна по форме, указанной в пункте 7 Таблицы 15.

5.5.11. Физико-химические показатели качества нефти определяются для каждой партии нефти по результатам лабораторных испытаний в ИЛ/ИЦ (ИХАЛ).

5.5.12. Формы паспорта качества нефти по результатам определения показателей качества партии нефти в ИЛ/ИЦ (ИХАЛ) приведены в пунктах 8-11 Таблицы 15 настоящих Типовых требований.



5.5.13. Паспорта качества нефти и акты приема-передачи нефти регистрируются в отдельных журналах по каждому приемо-сдаточному пункту нефти по порядку с начала года. Количество оформляемых экземпляров актов приема-сдачи нефти (с приложением паспорта качества нефти) и их движение, определяется требованиями к документообороту в сдающей и принимающей организациях.

5.6. ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТИ ПРИ ОТПУСКЕ ТРЕТЬИМ ЛИЦАМИ ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТИ, РАСХОДУЕМОЙ НА ПРОИЗВОДСТВО НЕФТЕПРОДУКТОВ

5.6.1. Порядок учета нефти при отпуске третьим лицам должен соответствовать требованиям Типовых требований Компании № П1-01.05 Р-0470 «Учет расхода углеводородного сырья на собственные производственно-технологические нужды и топливо, сторонним организациям в нефтегазодобывающих Обществах Группы».

5.6.2. Учет нефти, расходуемой на производство нефтепродуктов ($M_{\text{НЕФПР}}$), ведут в случае наличия в составе ОГ производственных мощностей по переработке нефти по результатам учетных операций с переданной нефтью и возвращенным остаточным нефтяным продуктом.

5.6.3. Количество нефти, предназначенное для производства нефтепродуктов, предусматривается плановым балансом нефти ОГ.

5.6.4. Отпуск нефти производится партиями. При отпуске партии нефти определяют (измеряют) ее массу и значения физико-химических показателей качества. По их результатам оформляют акт приема-сдачи нефти и паспорт качества нефти.

5.6.5. Измерения массы нефти выполняются при помощи СИКН или мер вместимости.

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.

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

5.6.7. Физико-химические показатели качества нефти определяется для каждой партии нефти.

5.6.8. При отпуске партии нефти при помощи СИКН составляется акт приема-сдачи нефти по форме пункта 1 Таблицы 15.

5.6.9. При отпуске партии нефти при помощи мер вместимости составляется акт приема-сдачи нефти по форме пункта 3 Таблицы 15.

5.6.10. По результатам определения показателей качества партии нефти в измерительных линиях и (или) ИЛ/ИЦ (ИХАЛ) оформляется протокол испытаний, на основании которого Службой ППН ОГ составляется документ о качестве (паспорт качества) на отпущенную нефть по форме пункта 9 Таблицы 15.

5.6.11. Акты и паспорта качества нефти на отпущенную нефть Службой ППН ОГ регистрируются в отдельных журналах по каждому СИКН по порядку с начала года.

5.7. ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТИ, ИСПОЛЬЗУЕМОЙ НА ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НУЖДЫ И ТОПЛИВО ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

5.7.1. 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 ремонту скважин, прогреву забоев скважин горячей нефтью, отдельных элементов нефтесборной системы и т.д.

Масса нетто нефти, возвращенной на объекты сбора и подготовки нефти ($M_{\text{ВОЗВР}}$), определяется:

- после проведения ремонтных работ – по результатам измерений и на основании документации на проведение ремонтных работ;
- после переработки нефти – по результатам измерений возвратной нефти.

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» ($D_{\text{Ф}}$).

Находясь в замкнутой системе добычи, сбора, подготовки и транспортировки нефти количество возвратной нефти, расходуемой на производственно-технологические нужды нефти, учитывается в расчетах при определении показателя «масса нетто добытой нефти» ($D_{\text{Ф}}$) через показатель «массы нетто остатков нефти на объектах сбора и подготовки нефти месторождения (участка недр) в отчетный период» ($\Delta M_{\text{ОСТ}}$).

5.7.2. 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 ($M_{\text{НГДО}}$), определяется по формуле:

$$M_{\text{НГДО}} = M_{\text{НП}} + M_{\text{ШФЛУ}} + M_{\text{Т}} + M_{\text{РЕМ}} \quad (15),$$

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);

$M_{\text{Т}}$ – 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).

5.7.3. Количество нефти, расходуемое на топливо и производственно-технические нужды третьим лицам, устанавливается Службой ППН ОГ согласно «Плану-графику отпуска нефти» произвольной формы, согласованному с ДНГД и утвержденному ЕИО ОГ.

5.7.4. Порядок учета нефти при отпуске третьим лицам должен соответствовать Типовым требованиям Компании № П1-01.05 Р-0470 «Учет расхода углеводородного сырья на собственные производственно-технологические нужды и топливо, сторонним организациям в нефтегазодобывающих Обществах Группы».

5.7.5. Измерение массы нефти, расходуемой на производственно-технологические нужды и топливо, производят в соответствии с положениями настоящих Типовых требований. Учет нефти, используемой на производственно-технологические нужды и топливо, ежедневно ведется по массе нетто в тоннах, с точностью до третьего знака после запятой.

5.8. ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТИ ТРЕТЬИХ ЛИЦ

5.8.1. ОГ производят прием, подготовку и сдачу нефти в систему МН ПАО «Транснефть» от третьих лиц.



5.8.2. В целях проведения взаимных расчетов с третьими лицами при приеме, подготовке и транспортировке нефти предусмотренных проектом обустройства месторождения, сдающей стороной организовываются приемо-сдаточные пункты нефти. Количество СИКН, состав технических средств, размещение и характеристики определяет владелец объекта, на котором организуется приемо-сдаточный пункт нефти.

5.8.3. Учет нефти третьих лиц производится в соответствии с Инструкцией Компании № П1-01.05 И-0013 «Учет нефти при ведении приемо-сдаточных операций по приему, подготовке, хранению, транспортировке и сдаче нефти в систему магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть» между Обществами Группы ПАО «НК «Роснефть» и сторонними организациями» и регламентом взаимоотношений между принимающей и сдающей сторонами, который определяет порядок взаимодействий при процедурах сдачи-приема нефти, утверждаемым руководителями организаций, являющимся неотъемлемой частью заключаемых гражданско-правовых договоров.

5.8.4. Учет нефти, принадлежащей третьим лицам, ведется Службой ППН ОГ по результатам учетных операций при приеме-сдаче для подготовки и (или) передачи на транспортировку в целях взаимных расчетов.

5.8.5. Прием (сдача) нефти третьих лиц производится на основании гражданско-правовых договоров и устанавливается плановым балансом нефти ОГ. В договоре определяют порядок, условия приема-передачи, количественные данные и показатели качества принимаемой (передаваемой) нефти, а также условия измерения массы и определения показателей качества.

5.8.6. При сдаче нефти, принятой от третьих лиц, в систему МН ПАО «Транснефть», необходимо заключить и подписать трехсторонний регламент взаимоотношений между сдающей стороной, принимающей стороной и производителем нефти.

5.8.7. Физико-химические показатели качества нефти определяют для каждой партии нефти. Принадлежность ИЛ/ИЦ (ИХАЛ) устанавливают договором.

5.8.8. При реализации нефти, минуя систему МН ПАО «Транснефть», при передаче нефти с показателями качества, не соответствующими требованиям Государственного стандарта ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия», Межгосударственного стандарта ГОСТ 31378-2009 «Нефть. Общие технические условия», показатели качества нефти указываются в договорах поставки.

5.8.9. По результатам определения показателей качества партии нефти, ИЛ/ИЦ (ИХАЛ) оформляет протокол испытаний по установленной в ИЛ/ИЦ (ИХАЛ) форме, на основании которого оперативным персоналом приемо-сдаточного пункта нефти составляется документ о качестве (паспорт качества) на переданную (принятую) нефть по форме пункте 9 Таблицы 15 настоящих Типовых требований. Передача протокола испытаний и результатов испытаний осуществляется в установленном в ОГ порядке. Допускается для оформления протокола испытаний и передачи результатов испытаний применять лабораторные информационные менеджмент-системы, на основании которого составляется документ о качестве (паспорт качества) на переданную (принятую) нефть по форме пункта 9 Таблицы 15 настоящих Типовых требований.

5.8.10. Акты, паспорта качества нефти и накладные на переданную (принятую) нефть регистрируют в отдельных журналах по каждому пункту учета по порядку с начала года.

5.8.11. Количество оформляемых экземпляров актов приема-сдачи нефти (с приложением паспорта качества нефти) и их движение, определяется требованиями документооборота принимаемой и передаваемой нефти сторон.



5.8.12. Масса нетто нефти третьих лиц после подготовки для дальнейшей транспортировки и хранения ($M_{\text{НЕФ СТ}}$) определяется с учетом установленных фактических потерь нефти по формуле:

$$M_{\text{НЕФ СТ}} = M_{\text{НЕФ СТ}}^{\text{ПР}} - P_{\text{Ф СТ}} \quad (16),$$

где:

$M_{\text{НЕФ СТ}}^{\text{ПР}}$ – масса нетто нефти, принятая от третьих лиц (тонн);

$P_{\text{Ф СТ}}$ – фактические потери нефти третьих лиц (тонн).

5.8.13. Ответственность за потери нефти непроизводственные по подготовке (транспортировке) нефти третьих лиц несет сторона, принявшая нефть на подготовку (транспортировку), если договором не предусмотрено иное.

5.8.14. Порядок учета нефти при обнаружении отказов СИ (за период с даты последней проверки до обнаружения отказа) определяется договором между сторонами или регламентом взаимоотношений между принимающей и сдающей сторонами при приеме нефти по показаниям СИКН.

5.9. ПОРЯДОК РАЗРАБОТКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КАРТ ОСТАТКОВ НЕФТИ И ИХ ИНВЕНТАРИЗАЦИИ

5.9.1. Для разработки технологических карт и проведения инвентаризации остатков нефти, распорядительным документом ОГ РВЗ формируются ЦИК ОГ и РИК нефти из числа работников различных служб ОГ.

5.9.2. Нормативы «мертвых» (немобильных) и технологических остатков нефти и нефтепродуктов направляются Службой главного инженера ОГ на согласование в ДНГД по форме пункта 33 Таблицы 15 настоящих Типовых требований и утверждаются РВЗ ОГ дважды в год – по состоянию на 1 января и 1 июля.

5.9.3. Порядок разработки технологических карт остатков нефти.

Ежегодно на 1 января и 1 июля разрабатываются технологические карты технологических и «мертвых» (немобильных) остатков нефти в РВС, аппаратах и трубопроводах по каждому цеху ОГ с разбивкой остатков нефти. «Мертвые» (немобильные) остатки нефти для трубопроводов и РВС, технологические для аппаратов учитываются при инвентаризации согласно утвержденному расчету, в соответствии с положениями настоящих Типовых требований.

Расчетные «мертвые» и технологические остатки нефти и нефтепродуктов в РВС регламентируют плановое наличие нефти в резервуарных парках, к учету же принимается фактическое наличие остатков нефти в РВС, определенное на конец отчетного периода в соответствии с положениями настоящих Типовых требований масса «мертвых» и технологических остатков нефти и нефтепродуктов в РВС корректируется ежемесячно по результатам снятия натурных остатков и проведения испытаний отобранных проб. Формы технологических карт приведены в пунктах 17-20 Таблицы 15 Типовых требований.

Технологические карты подписываются работниками служб ОГ, входящими в РИК нефти и утверждаются РВЗ ОГ.

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) оформляются расчетами в день произошедшего изменения остатков в трубопроводах, аппаратах и резервуарах по факту их возникновения Службой ППН ОГ по форме пункта 15 Таблицы 15



справкой по форме пункта 16 Таблицы 15, принимаются при ежесуточном расчете добычи нефти по ОГ так же в день изменения остатков и являются приложением к утвержденным технологическим картам до их последующего изменения на 1 января и 1 июля. Результаты расчетов учитываются при ежемесячной инвентаризации остатков нефти.

Изменение остатков нефти в трубопроводах и аппаратах за счет естественного изменения содержания воды в жидкости (не связанное с изменением схемы транспортировки жидкости и изменением технологии подготовки нефти) пересчитывается службами ОГ дважды в год на 1 января и 1 июля при разработке технологических карт технологических и «мертвых» (немобильных) остатков нефти в РВС, аппаратах и трубопроводах.

5.9.3.1. Масса нетто «мертвых» (немобильных) остатков нефти в трубопроводах, транспортирующих от скважин, ДНС, УПСВ до УПН, ЦПС ($M_{\text{ТР УПН}}^{\text{М}}$) определяется по формуле:

$$M_{\text{ТР УПН}}^{\text{М}} = V_{\text{ТР}} \times \rho_{\text{НЕФ ТР}} \times K_{\text{ЗАП ТР УПН}} \times (1 - W_{\text{ВОДЫ}}) \quad (17),$$

где:

$V_{\text{ТР}}$ – геометрический объем трубопровода от скважин, ДНС, УПСВ до УПН, ЦПС (м^3);

$\rho_{\text{НЕФ ТР}}$ – плотность нефти, приведенная к условиям измерения по среднему значению в начале и конце трубопровода ($\text{тонн}/\text{м}^3$);

$K_{\text{ЗАП ТР УПН}}$ – коэффициент заполнения трубопровода от скважин, ДНС, УПСВ до УПН, ЦПС;

$W_{\text{ВОДЫ}}$ – содержание воды в нефти (объемных долей).

Масса нетто «мертвых» (немобильных) остатков товарной нефти в трубопроводах от объектов подготовки нефти до СИКН, терминалов, нефтенализов ($M_{\text{ТР СИКН}}^{\text{М}}$) определяется по формуле:

$$M_{\text{ТР СИКН}}^{\text{М}} = V_{\text{ТР}} \times K_t \times K_p \times \rho_{\text{НЕФ ТР}} \times K_{\text{ЗАП ТР СИКН}} \times (1 - W_{\text{БАЛ}}) \quad (18),$$

где:

$V_{\text{ТР}}$ – геометрический объем трубопровода от УПН до СИКН, терминалов (СИКН, нефтенализов) (м^3);

$\rho_{\text{НЕФ ТР}}$ – плотность нефти, приведенная к условиям измерения по среднему значению в начале и конце трубопровода ($\text{тонн}/\text{м}^3$);

$K_{\text{ЗАП ТР СИКН}}$ – коэффициент заполнения трубопровода от УПН до СИКН, терминалов (СИКН, нефтенализов);

$W_{\text{БАЛ}}$ – содержание балласта нефти по среднему значению в начале и конце трубопровода (объемных долей);

K_t – коэффициент, учитывающий влияние температуры нефти в трубопроводе (Таблица 1);

K_p – коэффициент, учитывающий влияние давления нефти в трубопроводе.

Значения коэффициента (K_t) в зависимости от средней температуры нефти (t) в стальном трубопроводные приведены в Таблице 1.



Таблица 1
Значение поправочного коэффициента 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

Дробные значения средней температуры округляют до целых значений.

Для стальных трубопроводов, для которых значения коэффициента (K_t), учитывающего влияние температуры нефти на вместимость в трубопроводе, не приведены в Таблице 1 принимается равным 1.

Значение коэффициента K_p , учитывающего влияние давления нефти в трубопроводе приведены в Таблице 2.

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

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

При дробных значениях среднего избыточного давления коэффициент K_p определяется методом линейной интерполяции.



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.

$$\rho_{cp} = 0,5 \cdot (\rho_{нач} + \rho_{кон}) \quad (19)$$

$$P_{cp} = 0,5 \cdot (P_{нач} + P_{кон}) \quad (20)$$

$$t_{cp} = 0,5 \cdot (t_{нач} + t_{кон}) \quad (21)$$

где:

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

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

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

Коэффициент заполнения в нефтяных трубопроводах ($K_{ЗАП\ TR\ СИКН}$):

- перекачивающих дегазированную нефть (с возможным присутствием растворенного газа) – $K=1$;
- перекачивающих недегазированную 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 – $K=0,1$ (содержание 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 случае низкого технического состояния трубопровода с приложением комиссионного акта о невозможности осуществления повторного запуска трубопровода в эксплуатацию), составленного в соответствии с Типовыми требованиями Компании № П1-01.05 М-0133 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов».

Коэффициент заполнения в конденсатопроводах ($K_{ЗАП\ TR\ СИКН}$):

- шлейфы от скважин до узлов сепарации – $K= 0,00025$;
- конденсатопроводы нестабильного конденсата – $K= 0,4$;
- конденсатопроводы стабильного конденсата – $K= 0,8$.

В трубопроводах, транспортирующих газонефтяную смесь (нефтегазоконденсатные месторождения), допускается применение $K_{ЗАП\ TR\ СИКН} = 0,4$.

Общая масса нетто «мертвых» (немобильных) остатков нефти в трубопроводах определяется суммированием результатов по каждому месторождению (участку недр).

5.9.3.1. Масса нетто остатков нефти в аппаратах ($M_{АП}$) определяется по формуле:

$$M_{АП} = V_{Г} \times K_{ЗАП\ АП} \times \rho \times (1 - W) \quad (22),$$

где:

$V_{Г}$ – вместимость аппарата (м³);

$K_{ЗАП\ АП}$ – коэффициент заполнения аппарата;

ρ – плотность нефти при условиях определения объема (тонн/м³);



W – содержание балласта нефти (долей).

Коэффициент заполнения аппарата ($K_{\text{ЗАП АП}}$) определяется по формуле:

$$K_{\text{ЗАП АП}} = 1 - \frac{V_{\text{Г.П.}} + V_{\text{В.П.}}}{V_{\text{Г}}} \quad (23),$$

где:

$V_{\text{Г.П.}}$, $V_{\text{В.П.}}$ – объемы газовой и водяной подушек (м^3);

$V_{\text{Г}}$ – вместимость аппарата (м^3).

5.9.3.2. Масса нетто «мертвых» (немобильных) остатков нефти в РВС ($M_{\text{РЕЗ}}^{\text{М}}$) определяется по формуле:

$$M_{\text{РЕЗ}}^{\text{М}} = V_{\text{М}} \times \rho \times (1 - W) \quad (24),$$

где:

$V_{\text{М}}$ – объем нефти, определенный по градуировочной таблице РВС в соответствии с высотой столба нефти до нижней образующей приемно-раздаточного патрубка (м^3);

ρ_t – плотность нефти, приведенная к температуре нефти в РВС ($\text{тонн}/\text{м}^3$);

W – содержание балласта нефти (долей).

В технологических РВС, в которых технологическим регламентом производственного объекта предусмотрено наличие водяной «подушки» и оборудованных приемно-раздаточным патрубком, предназначенных для откачки (удаления) нефти из РВС, масса нетто «мертвых» (немобильных) остатков нефти определяется равным «0».

Остатки нефти в таких РВС являются технологическими.

5.9.3.3. Расчет массы нетто технологических остатков нефти и нефтепродуктов в РВС.

Расчет массы нетто технологических остатков нефти и нефтепродуктов в буферных РВС.

Масса нетто технологических остатков нефти и нефтепродуктов в РВС обуславливается уровнем нефти, необходимым для обеспечения бескавитационного режима работы насосов (H_1) и непрерывности технологических процессов перекачки и подготовки нефти (H_2). Величина уровня H_1 определяется по формуле:

$$H_1 = \frac{h_{\text{MIN}}^{\omega}}{\rho_{\text{Ж}}} + \Delta S \quad (25),$$

где:

h_{MIN}^{ω} – необходимый подпор насоса по паспорту ($\text{кг}/\text{м}^2$);

$\rho_{\text{Ж}}$ – плотность жидкости в РВС ($\text{кг}/\text{м}^3$);

ΔS – превышение центра приемного патрубка, откачивающего насоса над верхней образующей приемно-раздаточного патрубка РВС (м).

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

Практическим путем, по результатам эксплуатации объектов подготовки нефти время «т» составляет не более 6 часов и содержит в себе следующие события:

- сообщения об остановке участка системы (равного в среднем 0,25 часа);
- установления 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).

ОГ устанавливает значение «т» самостоятельно исходя из специфики производства, но не более 6 часов (за исключением аварийных ситуаций).

Определение уровня H_2 производят расчетным путем по формуле:

$$H_2 = \frac{4 \times Q \times \tau}{\pi \times n \times D_i^2} \quad (26),$$

где:

Q – фактическая производительность насоса откачки ($\text{м}^3/\text{час}$);

τ – суммарное время, необходимое для ликвидации возможных отказов в системе (час);

n – количество рабочих РВС (штук);

D_i – диаметр i -го РВС (м).

Уровень нефти, определяющий величину технологических остатков нефти и нефтепродуктов в РВС, определяется по формуле:

$$H_T = H_1 + H_2 \quad (27),$$

Масса нетто технологических остатков нефти и нефтепродуктов в РВС ($M_{\text{НЕФ ОСТ}}^{\text{ТЕХН}}$) определяется, исходя из величины уровня H_T , соответствующего ему объема жидкости по градуировочной таблице, плотности нефти и содержания балласта нефти, по формуле:

$$M_{\text{НЕФ ОСТ}}^{\text{ТЕХН}} = V_{\text{жид}} \times \rho_{\text{НЕФ}} \times (1 - W) \quad (28),$$

Масса нетто технологических остатков нефти и нефтепродуктов в РВС-отстойниках ($M_{\text{НЕФ РО ОСТ}}^{\text{ТЕХН}}$) определяется по формуле:

$$M_{\text{НЕФ РО ОСТ}}^{\text{ТЕХН}} = (V_{\text{жид}} - V_{\text{вод}}) \times \rho_{\text{НЕФ}} \times (1 - W) \quad (29),$$

где:

$V_{\text{жид}}$ – общий объем жидкости в технологическом РВС, обусловленный уровнем расположения переливной трубы для отбора нефти (м^3);

$V_{\text{вод}}$ – объем «водяной подушки» (м^3);

$\rho_{\text{НЕФ}}$ – плотность нефти, приведенная к температуре измерения объема нефти в РВС ($\text{тонн}/\text{м}^3$);

W – содержание балласта нефти (долей).

Масса нетто технологических остатков нефти и нефтепродуктов в РВС, в которых производится сдача-прием ($M_{\text{НЕФ СП ОСТ}}^{\text{ТЕХН}}$), определяется по формуле:

$$M_{\text{НЕФ СП ОСТ}}^{\text{ТЕХН}} = V_{\text{СП}} \times \rho_{\text{НЕФ}} \times (1 - W) \quad (30),$$

где:

$V_{\text{СП}}$ – суммарный полезный объем РВС, в которых производится сдача-прием товарной нефти, определяемый по технологической карте эксплуатации РВС (м^3);

$\rho_{\text{НЕФ}}$ – плотность нефти, приведенная к температуре измерения объема нефти в РВС ($\text{тонн}/\text{м}^3$);

W – содержание балласта нефти (долей).



Наличие товарной нефти в РВС-отстойниках для очистки нефтепромысловых вод не допускается, исключением является возникновение аварийных ситуаций на ППН.

5.9.4. Инвентаризация остатков нефти.

5.9.4.1. Инвентаризация остатков нефти в системе сбора и подготовки проводится Службой ППН ОГ ежемесячно последнего числа отчетного месяца, путем проверки ее фактического наличия:

- РИК, назначенной распорядительным документом по ОГ (с обязательным участием МОЛ ОГ при инвентаризации остатков подготовленной нефти, прошедшей все стадии технологического процесса подготовки до требований Государственному стандарту ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия», находящейся в резервуарах (товарных, буферных, технологических) и являющейся готовой продукцией) в светлое время суток последнего числа каждого месяца проводятся контрольные измерения уровня нефти в резервуарах, находящихся в резерве (статике), по результатам которых оформляется акт соответствующей формы пункта 30 Таблицы 15. Полученные данные сверяются с показаниями стационарных автоматизированных СИ. При отклонении показаний автоматизированных СИ, превышающих допустимую погрешность, устанавливается причина несоответствия показаний, после устранения которой контрольные измерения повторяются.

Результаты измерений, проводимых в процессе инвентаризации нефти, заносятся РИК в инвентаризационную опись, которая составляется на фактическое наличие нефти:

- для ОГ, имеющих лицензии на добычу нефти – по форме № ИНВ-3 (по собственной готовой продукции);
- для ОГ, не имеющих лицензий на добычу нефти – по форме № ИНВ-5 (по готовой продукции, принятой на ответственное хранение).

По всем излишкам и недостаткам нефти РИК собираются и представляются в постоянно действующую РИК, письменные объяснения соответствующих МОЛ ОГ:

- 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. В светлое время суток последнего числа каждого месяца проводятся контрольные измерения уровня нефти в резервуарах, находящихся в резерве (статике), по результатам которых оформляется акт соответствующей формы пункта 50 Таблицы 15. Полученные данные сверяются с показаниями стационарных автоматизированных СИ. При отклонении показаний, автоматизированных СИ, превышающих допустимую погрешность, устанавливается причина несоответствия показаний и предпринимаются меры по их устранению;
- выполнение измерений и определение массы нефти в резервуарах (товарных, буферных, технологических, предназначенных для предварительного сброса воды, ППН, УПСВ, КНС, БКНС), находящихся в динамике, производится РИК нефти в 24:00 ч. московского времени последнего числа отчетного месяца. На момент снятия остатков нефти количество РВС, находящихся в режиме закачки (откачки), должно быть минимальным;
- в соответствии с положениями Методических указаний Компании № П4-04 М-0135 «Организация измерений при проведении учетных операций с нефтью, нефтепродуктами, газовым конденсатом, сжиженным углеводородным газом и широкой фракцией легких углеводородов», приоритетным является применение



автоматизированных СИ (уровнемеров, многоточечных преобразователей температуры и т.д.);

- 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 $\pm 0,25$ %.

5.9.4.2. Инвентаризации подлежат фактические (натурные) остатки собственной нефти и нефти третьих лиц в РВС (товарных, буферных, технологических, предназначенных для предварительного сброса воды ППН, УПСВ, КНС, БКНС), участвующих в технологическом процессе.

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).

5.9.4.3. Результаты инвентаризации на начало и конец отчетного периода используются для определения изменения остатков нефти в межинвентаризационный период.

5.9.4.4. Товарные и технологические остатки нефти и нефтепродуктов могут быть отнесены к остаткам нефти ОГ и остаткам нефти третьих лиц.

5.9.4.5. Масса нетто остатков нефти третьих лиц 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.

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, БКНС 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.



Допускается полностью использовать технологический остаток H_2 .

Снижение уровня нефти, необходимого для обеспечения бескавитационного режима работы насосов (H_1) не допускается.

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

5.9.4.7. Инвентаризация проводится без прекращения процесса добычи и подготовки нефти.

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 и (или) переносных пробоотборников по Межгосударственному стандарту ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб». 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 послонных 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 Межгосударственному стандарту ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб».

Выполнение измерений и отбор послонных 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.

Определение плотности нефти в резервуаре:

Плотность нефти измеряют ареометром в объединенной пробе нефти или в точечных пробах. Измерения проводят по Межгосударственному стандарту ГОСТ 3900-2022 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности» в ИЛ/ИЦ (ИХАЛ) или на месте отбора проб. Для резервуаров, находящихся в режиме приема или сдачи нефти, расположенных перед СИКН, допускается определение плотности нефти по показаниям поточного плотномера, установленного в СИКН.

В ОГ, где установлено ПО расчета массы нефти в резервуаре, выполнение расчетов массы нефти, хранимой в резервуаре, производится с применением данного ПО.

В акт инвентаризации нефти в РВС значения общей массы нефти, массы технологического остатка и массы мертвого остатка нефти вносятся на основании результатов вычислений массы (брутто и нетто), выполненных с помощью ПО.

5.9.5. Инвентаризация фактических (натурных) остатков нефти в трубопроводах.

Акт инвентаризации нефти в трубопроводах Службы ППН ОГ, акт инвентаризации нефти в трубопроводах Службы ЭПТ ОГ, акт инвентаризации нефти в трубопроводах



Службы ДНГ ОГ с разбивкой по месторождениям оформляются и подписываются непосредственно РИК нефти, утверждаются её председателем и предоставляются на утверждение в ЦИК ОГ. В акте инвентаризации указывается масса нефти нетто «мертвого» (немобильного) остатка, при этом остаток нефти в трубопроводах принимают согласно утвержденным технологическим картам цехов по формам пунктов 17-20, 36 Таблицы 15 и расчетам изменения остатков нефти при вводе, выводе и демонтаже технологических трубопроводов по форме пункта 15 Таблицы 15.

- акт инвентаризации нефти в трубопроводах Службы ППН ОГ, акт инвентаризации нефти утверждаются РВЗ ОГ. Формы акта инвентаризации нефти приведены в пунктах 21, 22, 26 Таблицы 15;
- для всестороннего анализа причин изменения массы нетто «мертвого» (немобильного) остатка нефти составляются акты изменений «мертвых» (немобильных) остатков нефти в соответствии с причинами их образования, формы приведены в пунктах 23-25 Таблицы 15.

5.9.6. Инвентаризация натуральных остатков нефти в аппаратах.

Акт инвентаризации нефти в аппаратах Службы ППН ОГ, акт инвентаризации нефти в аппаратах Службы ДНГ ОГ с разбивкой по месторождениям оформляются непосредственно Службы ППН ОГ и Службы ДНГ ОГ. Акт инвентаризации нефти в аппаратах Службы ППН ОГ, акт инвентаризации нефти в аппаратах Службы ДНГ ОГ подписываются рабочей комиссией по инвентаризации нефти, утверждаются её председателем и предоставляются на утверждение в ЦИК ОГ.

В акте инвентаризации нефти в аппаратах Службы ППН ОГ, акте инвентаризации нефти в аппаратах Службы ДНГ ОГ указывается масса нефти нетто «технологических» остатков нефти и нефтепродуктов, при этом остаток нефти в аппаратах принимают согласно, утвержденным технологическим картам цехов по форме пункта 17 Таблицы 15 и расчетов изменения остатков нефти при вводе, выводе и демонтаже аппаратов по форме пункта 15 Таблицы 15. Акт инвентаризации нефти в аппаратах подписывается ЦИК ОГ и утверждается её председателем. Формы акта инвентаризации нефти в аппаратах Службы ППН ОГ, акта инвентаризации нефти в аппаратах Службы ДНГ ОГ приведены в пунктах 27-28 Таблицы 15.

5.9.7. В дренажных емкостях, не участвующих в технологическом процессе, а предназначенных для разрядки оборудования (аппаратов, трубопроводов) инвентаризация нефти не проводится.

В последний календарный день отчетного месяца необходимо произвести раскочку данных емкостей до минимального уровня и последующую пломбировку емкостей с записью в соответствующих журналах. Остаток нефти в емкостях принимают согласно утвержденным технологическим картам цехов по форме пункта 17 Таблицы 15 [Приложения 1](#). Порядок оформления документации по результатам инвентаризации натуральных остатков нефти в РВС.

Инвентаризация нефти в РВС производится только в службах ОГ, имеющих резервуарные парки.

Оформляется акт снятия натуральных остатков нефти в РВС в каждой службе ОГ, имеющей резервуарные парки. Акт снятия натуральных остатков нефти в РВС подписывается РИК нефти и утверждается её председателем. Форма акта снятия натуральных остатков нефти в РВС приведена в пункте 30 Таблицы 15.

Допускается автоматическое формирование акта снятия натуральных остатков при помощи аппаратно-программных средств, использующихся в ОГ.



5.9.8. На основании актов снятия натуральных остатков нефти в РВС Служба ППН ОГ, ответственная за реализацию процесса подготовки нефти и газа по региону, формирует сводный акт инвентаризации нефти в РВС по региону с разбивкой по месторождениям и ЦППН по форме пункта 29 Таблицы 15.

Сводный акт инвентаризации нефти в РВС, РВС-Э по ДНС, УПСВ, КНС, БКНС, ППН ЦПН председателем ЦИК ОГ в регионах добычи и направляется в Службу ППН ОГ, для формирования сводного акта инвентаризации нефти в РВС. Оформленный сводный акт инвентаризации нефти в РВС утверждается РВЗ ОГ.

5.9.9. На основании всех актов инвентаризации нефти Служба ППН ОГ оформляет справочный сводный акт инвентаризации нефти по ОГ по форме пункта 31 Таблицы 15.

5.10. ПОРЯДОК УЧЕТА ФАКТИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ НЕФТИ ЗА ОТЧЕТНЫЙ ПЕРИОД

5.10.1. Масса нетто потерь нефти фактических технологических при добыче определяется по формуле:

$$P_{\text{технол}} = \frac{N_{\text{нор}} * (M_{\text{ост}} + M + M_{\text{нгдо}} + M_{\text{подг}} - M_{\text{куп}} - M_{\text{возвр}})}{100} \quad (31)$$

где:

$N_{\text{нор}}$ – норматив технологических потерь, утвержденный в установленном порядке (процентов);

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

M – масса нетто нефти, измеренной в отчетный период посредством системы измерения количества нефти, технологически расположенной первой по завершении технологического процесса подготовки нефти, либо посредством товарных РВС, технологически расположенных до системы измерения количества нефти (тонн);

$M_{\text{нгдо}}$ – масса нетто нефти, израсходованной в отчетный период на производство продукции в соответствии с технологическими процессами, на технологические нужды, ремонтные работы, в качестве топлива (тонн);

$M_{\text{подг}}$ – масса нетто нефти, переданной в отчетный период третьим лицам для подготовки и последующей транспортировки (тонн);

$M_{\text{куп}}$ – масса нетто нефти, принятой на объекты сбора и подготовки нефти от третьих лиц для хозяйственных нужд в отчетный период (тонн);

$M_{\text{возвр}}$ – масса нетто нефти, возвращенной в отчетный период на объекты сбора и подготовки нефти после проведения ремонтных работ на объектах сбора и подготовки нефти и переработки нефти (тонн).

5.10.2. Потери нефти фактические технологические определяются в соответствии с актуальными Методическими рекомендациями Минэнерго России по определению технологических потерь нефти при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождений.

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.



5.10.3. Списание технологических потерь нефти производится один раз в месяц по акту на списание фактических потерь нефти при добыче, сборе, подготовке, транспортировке и хранении нефти по форме пункта 12 Таблицы 15, в соответствии с утвержденными нормативами технологических потерь для каждого месторождения.

5.10.4. Нормирование, согласование и утверждение норм технологических потерь нефти ведется в соответствии с требованиями, установленными Минэнерго России. До момента утверждения новых нормативов технологических потерь использовать ранее утвержденные Минэнерго России.

5.10.5. 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.

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

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

Масса нетто нефти, впитавшейся в грунт, определяется как разница веса 100 см³ грунта, взятого с места разлива нефти, пропитавшегося нефтью, и веса 100 см³ грунта, взятого вблизи места разлива нефти, но не пропитавшегося нефтью (пара проб). Отбор проб осуществляется равномерно по всей площади грунта, залитого нефтью.

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

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

$$G = V \frac{\sum_{i=1}^n (P_{1i} - P_{2i})}{100n} \cdot (1 - m) \quad (32)$$

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 (м³);

P_{1i} – приведенная масса образца объемом 100 см³ грунта, впитавшего разлитую нефть (граммов в 100 см³);

P_{2i} – приведенная масса образца объемом 100 см³ грунта, не впитавшего разлитую нефть (граммов в 100 см³);

n – количество пар проб грунта (штук);

i – номер отбираемой пары проб грунта;

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

5.10.9. 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 определяется по формуле:



$$M=V*\rho_n*(1-m) \text{ (33),}$$

где:

V – объем собранной нефти (м³);

ρ_n – плотность нефти при условиях измерения объема нефти (тонн/м³);

m – содержание балласта нефти (долей).

Плотность нефти и содержание балласта нефти определяются СИ и (или) в ИЛ/ИЦ (ИХАЛ).

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

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

5.11. ПОРЯДОК СОСТАВЛЕНИЯ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО БАЛАНСА

5.11.1. Исполнительный баланс по ОГ составляется на основании данных первичных учетных документов и расчетов в соответствии с требованиями настоящих Типовых требований по форме пункта 32 Таблицы 15.

5.11.2. Для составления исполнительного баланса нефти в ОГ должны быть рассчитаны нормативы технологических потерь по ОГ и третьим лицам. Технологические потери нефти при добыче утверждаются в Минэнерго России. Разработанный норматив технологических потерь товарной нефти при транспортировке и хранении (технологическая карта), при необходимости с привлечением Корпоративного научно-исследовательского проектного института в рамках договорных отношений утверждается приказом ОГ.

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 и остаткам ШФЛУ. Значения остатков переносятся в соответствующие строки 1-9 исполнительного баланса.

5.11.3. Раздел 2 исполнительного баланса «Количество нефти, извлеченной из недр» заполняется в соответствии с требованиями подраздела 5.2 настоящих Типовых требований.

В строки 10.1, 10.2, и т.д. заносят значение массы нефти (Д_{нефлу}), извлеченной из недр (по месторождениям) в ОГ за отчетный период, рассчитанное в соответствии с требованиями пункта 5.2.13 настоящих Типовых требований.

Строка 10 заполняется на основании расчетов по формуле 6, указанной в пункте 5.2.13 настоящих Типовых требований.

5.11.4. 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 11.1, 11.2 и т.д. Общее количество принятой нефти от третьих лиц заносят в строку 11.

5.11.5. По результатам определения количества нефти, извлеченной из недр, всего (строка 10) и количества нефти, принятой от третьих лиц (строка 11), определяют общий приход нефти и заносят в раздел 4 исполнительного баланса «Приход» (строка 12).

5.11.6. Раздел 5 исполнительного баланса «Количество нефти, переданное третьим лицам» заполняется на основании актов приема-сдачи собственной нефти и актов приема-сдачи нефти



третьих лиц, переданной на транспортировку в системе МН ПАО «Транснефть» и в другие организации.

Значения массы собственной нефти и нефти третьих лиц, переданной на транспортировку в системе магистральных трубопроводов ПАО «Транснефть», заносят в строки 15 и 16 соответственно, а массу нефти, переданной в другие организации, в строки 18 и 19 соответственно.

Общее количество нефти, переданное третьим лицам (строка 13), определяют по массе нефти, переданной на транспортировку (строка 14) и массе нефти, переданной в другие организации (строка 17).

5.11.7. Количество нефти на производство нефтебитумов, битумных сплавов и других нефтепродуктов определяют без учета потерь и расхода на собственные нужды на основании документов, указанных в подразделе 5.6 настоящих Типовых требований. Полученное значение массы нефти заносят в раздел 6 исполнительного баланса «Количество нефти на производство нефтебитумов, битумных сплавов и других нефтепродуктов» (строка 20).

5.11.8. Количество нефти на производственно-технологические нужды за вычетом возвратной нефти и топлива определяется в соответствии с требованиями подраздела 5.7 настоящих Типовых требований. Полученное значение массы нефти заносят в раздел 7 исполнительного баланса «Количество нефти на производственно-технологические нужды за вычетом возвратной нефти и топлива (на собственные нужды)» (строка 21).

5.11.9. В разделе 7.1 исполнительного баланса справочно указывается количество возвратной нефти, расходуемой на производственно-технологические нужды.

5.11.10. Раздел 8 исполнительного баланса «Расход нефти» (строка 22) заполняется по результатам распределения нефти собственных (строка 23) и третьих лиц (строка 24).

Масса собственной нефти (строка 23) рассчитывается по массе нефти, переданной в систему МН ПАО «Транснефть» (строка 15) и в другие организации (строка 18), на производство нефтепродуктов (строка 20), а также массе израсходованной на производственно-технологические нужды за вычетом возвратной нефти и топлива (строка 21).

Масса нефти третьих лиц (строка 24) рассчитывается по массе нефти, переданной в систему магистральных трубопроводов (строка 16) и в другие организации (строка 19).

5.11.11. Раздел 9 «Количество фактических потерь нефти» заполняется по результатам определения технологических и непроизводственных потерь нефти в ОГ и потерь нефти третьих лиц, в соответствии с требованиями подраздела 5.10 настоящих Типовых требований с оформлением акта на списание фактических потерь нефти при сборе, подготовке, транспортировке и хранении по форме пункта 12 Таблицы 15.

Значение фактических потерь нефти, рассчитанное в соответствии с пунктом 5.10.1 настоящих Типовых требований, заносится в строку 26 исполнительного баланса.

В том случае, если величина фактических потерь нефти не превосходит установленных норм технологических потерь, значение технологических потерь нефти переносится в строку 27 (технологические потери нефти, по месторождениям), а в строке 28 (потери нефти непроизводственные, по месторождениям) заносится «0».

Результаты определения потерь нефти третьих лиц $P_{фст}$ заносят в строку 29.

По результатам определения фактических потерь нефти (строка 26) и потерь нефти третьих лиц (строка 29) определяют общие потери и заносят в форму пункта 32 Таблицы 15.



5.11.12. Раздел 10 исполнительного баланса «Остатки на конец периода» заполняется на основании актов инвентаризации нефти (подраздел 5.9 настоящих Типовых требований) с учетом технологических и товарных остатков нефти и ШФЛУ отдельно для ОГ и третьих лиц. Значения остатков заносят в соответствующие строки раздела 10 исполнительного баланса (строки 30-38).

5.11.13. Изменения остатков нефти и ШФЛУ определяют, как разность между данными по инвентаризации на конец и начало периода по показателям, определенным в разделах 10 и 1 исполнительного баланса. Значения изменений массы нефти по данным показателям заносят в соответствующие строки раздела 11 исполнительного баланса «Изменения остатков» (строки 39-47).

5.11.14. Количество добытой нефти в ОГ за отчетный период в целях определения налоговой базы, рассчитывается в соответствии с требованиями подраздела 4.11 настоящих Типовых требований и заносится в строку 48.

5.11.15. Показатели исполнительного баланса, определенные по пунктам 5.11.3-5.11.15 настоящего раздела Типовых требований, заносятся в соответствующие строки столбца 4 исполнительного баланса «За отчетный период».

Соответствующие строки столбца 5 исполнительного баланса «С начала года» заполняются по накоплению с учетом предыдущих данных, начиная с начала года, либо с начала эксплуатации участка недр (если объект разработки эксплуатируется не с начала года).

Соответствующие строки столбца 3 исполнительного баланса «По плановому балансу нефти ОГ (норма)» заполняются в соответствии с показателями утвержденного бизнес-плана ОГ.

5.12. ПОРЯДОК УЧЕТА ШИРОКОЙ ФРАКЦИИ ЛЕГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ, ПЕРЕДАННОЙ ТРЕТЬИМ ЛИЦАМ

5.12.1. Масса нефти, израсходованной при производстве ШФЛУ, определяется по результатам измерений количества принятой и возвращенной нефти с учетом изменения остатков в емкостях технологической установки.

Общая масса нефти, израсходованной при производстве ШФЛУ, состоит из реализованного потребителю количества ШФЛУ (с учетом изменения остатков ШФЛУ в мерах вместимости (в тоннах) на начало и конец отчетного периода), расхода на производственно-технологические нужды и топливо, а также технологических потерь при выработке ШФЛУ.

5.12.2. Реализация ШФЛУ третьим лицам производится на основании гражданско-правовых договоров и устанавливается плановым балансом нефти ОГ.

5.12.3. Массу ШФЛУ ($M_{\text{ШФЛУ}}$), реализуемую потребителю, измеряют динамическими или статическими методами. Динамические методы являются приоритетными (основными), статические методы – резервными или временными схемами измерений.

5.12.4. Погрешность измерений массы ШФЛУ, предназначенной для транспортировки и реализации потребителю, устанавливается в соответствии с Национальным стандартом ГОСТ Р 8.785-2012 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и широкой фракции легких углеводородов. Общие требования к методикам (методам) измерений» и указывается в договоре между сдающей и принимающей сторонами.

5.12.5. Реализация ШФЛУ производится партиями в случае применения динамических методов измерений и отдельно по каждой мере вместимости, в случае применения статических методов измерений.



5.12.6. При реализации ШФЛУ отбирают пробу для физико-химических исследований показателей качества в ИЛ/ИЦ.

5.12.7. На реализованное потребителю количество ШФЛУ составляют акт приема-сдачи и документ о качестве (паспорт качества) ШФЛУ. Формы акта приема-сдачи и документа о качестве (паспорта качества) ШФЛУ приведены в пунктах 13-14 Таблицы 15.

5.13. ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТИ, ДОБЫВАЕМОЙ ИЗ СКВАЖИН ПРИ ОТСУТСТВИИ НЕФТЕСБОРНОГО КОЛЛЕКТОРА

5.13.1. Учет количества нефти, НС, добываемых из скважин и НСЖ при отсутствии нефтесборного коллектора, устанавливается в ОГ с учетом требований технического (технологического) проекта разработки месторождения и раздела 4 настоящих Типовых требований.

5.13.2. Результаты измерений количества нефти в составе НС выражают в единицах массы (тонны), а ПНГ – в единицах объемных (m^3).

Для определения дебита скважин (при отсутствии нефтесборного коллектора), производится отбор пробы по каждой скважине равномерно не реже 1 раза в сутки.

Результаты измерений дебита скважины и определения состава НС принимаются в качестве постоянных величин на период до следующего измерения и определения.

5.13.3. Количество нефти, а также ее компонентов добываемой из скважин, может определяться с использованием:

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

Физико-химические свойства НС определяются при определении дебита скважин по массе нетто нефти в зависимости от применяемых методов измерений: при применении косвенных методов измерений массы нефти, определяются плотность нефти при температуре 15 или 20 °С, либо при температуре проведения измерений объема. Температура (в градусах Цельсия) и давление (в паскалях), определяемые с применением СИ при проведении измерений объема, содержание воды в НС (объемная доля воды в НС в процентах). При проведении прямых методов измерений массы нефти определяется содержание воды в НС (массовая доля воды в НС в процентах).

Содержание воды в НС определяется как объемная или массовая доля воды, включающая общий балласт НС (хлористые соли, механические примеси, в растворенном и взвешенном состоянии).

Объемная доля воды, массовая доля воды определяются с применением СИ и (или) по результатам лабораторных испытаний.

5.13.4. Порядок пломбировки, сохранности и транспортировки нефти при использовании АЦ, должен соответствовать требованиям раздела 4 настоящих Типовых требований.

5.13.5. Количество фактических технологических потерь нефти при добыче определяется в соответствии с подразделом 5.10 настоящих Типовых требований.



5.13.6. Требования к методам и СИ количества нефти, ПНГ определяются в соответствии требованиями настоящих Типовых требований.

5.13.7. Определение количества нефти с использованием результатов измерений СИ проводится по аттестованной в установленном в РФ порядке МИ.

5.13.8. В СОИ должна быть реализована функция регистрации и хранения следующих данных: даты проведения измерений, времени измерений, физико-химических свойств, определенных на основании измерений нефти, добываемой из скважины за определенный период времени.

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

5.13.10. Допускается хранение архивных данных СОИ (при наличии) по добывающим скважинам на серверах ОГ, полученных при помощи переносных носителей электронной информации, порядок использования внешних носителей должен соответствовать ЛНД ОГ, регулирующему порядок использования внешних носителей электронной информации.



6. ПОРЯДОК ОРГАНИЗАЦИИ ОТПУСКА, ПРИЕМА И УЧЕТА НЕФТИ, НЕФТЕГАЗОВОДОЯНОЙ СМЕСИ И НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ ПРИ ВНУТРЕННИХ ПЕРЕВОЗКАХ АВТОМОБИЛЬНЫМИ ЦИСТЕРНАМИ

6.1 ПОРЯДОК ОТПУСКА НЕФТИ (НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ) С ПУНКТА ОТПУСКА НЕФТИ, ПУНКТА СЛИВА НЕФТИ

6.1.1. Подрядчики, оказывающие услуги по вывозу нефти и (или) НСЖ, предоставляют в ОГ (Службу ТО ОГ, СБ ОГ, Службу ППН ОГ, Службу ДНГ ОГ) список автотранспорта (с указанием марки, государственного номера автомобиля, даты составления списка и его срока действия), утвержденный руководителем Подрядчика. Все изменения в список автотранспорта вносятся Подрядчиком в письменном виде и предоставляются Подрядчиком заинтересованные Службу ДНГ ОГ, Службу ППН ОГ, СБ ОГ. Все АЦ, участвующие в перевозке нефти (НСЖ), должны быть снабжены исправными GPS-трекерами, в путевом листе делается отметка о наличии на автомобиле исправного GPS-трекера. Требования к Подрядчику, указанные в данном разделе, должны быть включены в договоры с Подрядчиком.

Служба ТО ОГ обеспечивает передачу Подрядчиками, участвующими в перевозке нефти (НСЖ), следующих документов на ПОН, ПСН:

- утвержденный список автотранспорта, со всеми изменениями, внесенными Подрядчиком в список автотранспорта, в письменном виде;
- 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, выданную организацией, аккредитованной на данный вид деятельности.

6.1.2 Подрядчики – владельцы автотранспорта, участвующие в перевозке нефти, должны обеспечить водителей АЦ, осуществляющих перевозку нефти (НСЖ), на время операций слива-налива нефти (НСЖ), наличием нижеследующим:

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

6.1.3 Водитель должен проходить инструктаж у руководителя ПСН, ПОН (мастера, начальника установки) по программе инструктажа для сторонних организаций.



6.1.4 При подъезде АЦ под наливную эстакаду нефти (НСЖ) скорость движения не должна превышать указанную на знаке «Ограничение скорости».

6.1.5 Водительский состав Подрядчиков, осуществляющих перевозку нефти (НСЖ) АЦ при внутренних перевозках в ОГ, должен быть трудоустроен по трудовому договору в соответствии с требованиями Трудового кодекса Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ.

6.1.6 Охранник ОП обеспечивает допуск АЦ на ПОН, ПСН в количестве, соответствующем количеству стояков налива. Не допускает одновременный въезд и выезд АЦ, загромождение въездных ворот.

6.1.7 Отпуск нефти (НСЖ) производится после получения разрешения должностного лица, ответственного за организацию отпуска нефти (НСЖ).

6.1.8 При наливе нефти (НСЖ) работники ОГ и работники Подрядчика, осуществляющие перевозку нефти, охрану объекта на ПОН и ПСН (НСЖ) должны выполнять действия, установленные в Таблицах 3-6.

Таблица 3
Перед въездом на площадку ПОН, ПСН

№ П/П	ДЕЙСТВИЯ ПЕРСОНАЛА	ВОДИТЕЛЬ	ОХРАННИК (РАБОТНИК ОП) ИЛИ, ПРИ ОТСУТСТВИИ ЗАКЛЮЧЕННОГО ДОГОВОРА ОХРАНЫ – ОПЕРАТОР ОБСЛУЖИВАЮЩИЙ ПОН, ПНН"
1	2	3	4
1	Производит остановку АЦ перед воротами ПОН, ПСН, не ближе 5 метров, глушится двигатель, транспортное средство ставится на ручной тормоз	выполняет	проверяет
2	Производит установку на выхлопную трубу искрогасителя	выполняет	проверяет
3	Предъявляет наличие:	-	-
3.1	■ спецодежды, спецобуви, противогаза, каски, перчаток	выполняет	проверяет
3.2	■ касающейся земли цепи (2 звена), 2-х упоров под колесами	предъявляет	проверяет
3.3	■ первичных средств пожаротушения в составе 2-х огнетушителей ОП-5, песка объемом не менее 25 кг, совковой лопаты	предъявляет	проверяет
3.4	■ надписи на АЦ «Огнеопасно», «Без заземления не работать»	предъявляет	проверяет
4	Ознакамливается со схемой движения по ПОН, ПСН, знаком ограничения скорости	знакомится	указывает место положения
5	Получает разрешение на въезд на территорию до промежуточной площадки. Выполняет движение	выполняет	контролирует движение

Таблица 4
Действия на промежуточной площадке

№ П/П	ДЕЙСТВИЯ ПЕРСОНАЛА	ОБСЛУЖИВАЮЩИЙ ПЕРСОНАЛ ПОН, ПСН	ВОДИТЕЛЬ
1	2	3	4
1	Двигается по территории ПОН, ПСН, с ограничением скорости до 5 км/час	контролирует	выполняет
2	Останавливает АЦ на промежуточной площадке	проверяет	выполняет
3	Проверяет наличия патрубка наружного диаметра 100 мм и более, для опорожнения АЦ в транспортном положении оснащенного заглушкой на резьбе	проверяет	предъявляет
4	Проходит у руководителя ПОН, ПСН первичный инструктаж для работников сторонних организаций, если	направляет на инструктаж	проходит инструктаж



№ П/П	ДЕЙСТВИЯ ПЕРСОНАЛА	ОБСЛУЖИВАЮЩИЙ ПЕРСОНАЛ ПОН, ПСН	ВОДИТЕЛЬ
1	2	3	4
	заезд осуществляется впервые		

Таблица 5
Въезд на ПОН, ПСН

№ П/П	ДЕЙСТВИЯ ПЕРСОНАЛА	ОБСЛУЖИВАЮЩИЙ ПЕРСОНАЛ ПОН, ПСН	ВОДИТЕЛЬ
1	2	3	4
1	При въезде на ПОН, ПСН водитель руководствуется знаком «Ограничение скорости» не более 5 км/час	контролирует	выполняет
2	Двигается по территории ПОН, ПСН, осуществляется строго по схеме движения	контролирует	выполняет
3	Водитель обязан подъезжать под стояк налива только по команде обслуживающего персонала ПОН, ПСН	контролирует	выполняет
4	На площадке налива водитель обязан остановить АЦ, поставить на ручной тормоз, заглушить двигатель, установить упоры под колеса	контролирует	выполняет
5	Обслуживающий персонал ПОН, ПСН, перед наливом АЦ обязан заземлить АЦ, предварительно зачистив место подсоединения кронштейна щеткой по металлу	выполняет	контролирует
6	При открытой системе налива водитель обязан открыть люк горловины АЦ для ее заполнения	контролирует	выполняет

Таблица 6
Порядок действий при наливе нефти (НСЖ)

№ П/П	ДЕЙСТВИЯ ПЕРСОНАЛА	ВОДИТЕЛЬ	ОБСЛУЖИВАЮЩИЙ ПЕРСОНАЛ ПОН, ПСН
1	2	3	4
1	Перед проведением налива должен убедиться в том, что АЦ установлена на горизонтальной площадке ПОН, ПСН, произведено заземление АЦ	выполняет	контролирует
2	Проверяет наличие действующего свидетельства о поверке на данную АЦ, наличие оттиска поверительного клейма на маркировочной табличке АЦ и на заклепке, крепящей указатель уровня налива	представляет к проверке	проверяет
3	Поднимается на площадку налива для выполнения технологических операций по наливу нефти	наблюдает	выполняет
4	Проверяет визуально отсутствие нарушений полости и дополнительных вставок внутри АЦ (не предусмотренных конструкцией)	наблюдает	выполняет
5	Опускает рукав до днища АЦ и открывает кран для ее заполнения. Расстояние от конца загрузочной трубы до дна резервуара АЦ не должно превышать 200 мм	наблюдает	выполняет
6	При заполнении порожней АЦ подача нефти (НСЖ) до затопления конца загрузочной трубы, должна быть со скоростью не более 1 м/с	наблюдает	выполняет
7	Контролирует наполнение АЦ	наблюдает	выполняет
8	После наполнения жидкости, поднимает рукав наливного устройства, фиксирует его на площадке налива, не допуская соприкосновения металлического наконечника наливного рукава с горловиной АЦ	наблюдает	выполняет
9	Наполнение АЦ определяется по планке, расположенной в смотровом (заливочном) люке АЦ	наблюдает	выполняет
10	Водитель АЦ не должен отлучаться от автомобиля во время проведения операции слива-налива и совместно с обслуживающим персоналом ПОН, ПСН должен контролировать технологическую операцию, контролирует	выполняет	наблюдает



№ П/П	ДЕЙСТВИЯ ПЕРСОНАЛА	ВОДИТЕЛЬ	ОБСЛУЖИВАЮЩИЙ ПЕРСОНАЛ ПОН, ПСН
1	2	3	4
	заземление АЦ. После окончания налива поднимается на АЦ, закрывает люк горловины и закрепляет его кронштейном. Убирает площадку налива АЦ		
11	Обслуживающий персонал ПОН, ПСН, производит пломбировку АЦ в присутствии водителя	контролирует	выполняет
12	Обслуживающий персонал ПОН, ПСН, отсоединяет защитное заземление АЦ	контролирует	выполняет
13	Водитель убирает упоры из-под колес, заводит автомобиль с разрешения обслуживающего персонала ПОН, ПСН и выезжает на промежуточную площадку	выполняет	контролирует

6.1.9 На площадке ПОН, ПСН запрещается:

- проведение ремонта АЦ;
- запуск двигателей АЦ, находящихся на площадке налива, в случаях пролива (перелива) нефти до полной уборки пролитой нефти (НСЖ).

6.1.10 При обнаружении неисправности машины налив нефти должен быть немедленно прекращен и АЦ должна быть выведена из-под налива на буксире другим автомобилем.

6.2 ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТИ НА ПУНКТЕ ОТПУСКА НЕФТИ, ПУНКТЕ СЛИВА НЕФТИ

6.2.1. Должностное лицо, назначенное приказом ОГ, ответственное за отпуск, учет и прием нефти (НСЖ), осуществляющее отпуск нефти (НСЖ):

- проверяет путевой лист автотранспортного средства, бланк маршрута перевозки опасного груза;
- проверяет наличие отметки о наличии на автомобиле исправного GPS-трекера в путевом листе;
- оформляет ТТН (пункт 39 Таблицы 15) или ТН (пункт 42 Таблицы 15) в количестве 4-х экземпляров на каждый рейс:
 - ♦ первый экземпляр – ТТН (ТН), заверенная подписями работников ЦПН, назначенных распорядительным документом ОГ, остается в ЦПН и предназначается для списания товарно-материальных ценностей;
 - ♦ второй экземпляр – ТТН (ТН), заверенная подписями работников ЦПН, назначенных распорядительным документом ОГ, передается водителем в ЦДНГ и предназначается для оприходования товарно-материальных ценностей;
 - ♦ третий экземпляр – ТТН (ТН), заверенная подписями работников ЦПН, назначенных распорядительным документом ОГ, передается водителю;
 - ♦ четвертый экземпляр, ТТН (ТН), заверенная подписями работников ЦПН, назначенных распорядительным документом ОГ, передается водителем работнику поста охраны;
- непосредственно участвует при операции налива нефти;
- выполняет измерения и вычисления массы нефти (НСЖ), с применением программы расчета «Программное обеспечение к методикам измерений объема и массы нефти и нефтепродуктов», в строгом соответствии с требованиями Методики измерений МИ 3655-2021 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений в автомобильных цистернах». В случае несоответствия качества отпускаемой нефти требованиям Государственного стандарта



ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия», расчет массы нефти (НСЖ) выполняется вручную в соответствии с требованиями Методики измерений МИ 3655-2021 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений в автомобильных цистернах»;

- после налива нефти пломбирует номерными пломбами все горловины АЦ и сливные краны, через которые возможен несанкционированный отбор нефти;
- не допускает отпуск нефти, свыше количества указанного в требовании – накладной на общую партию нефти (НСЖ) и в разовом талоне на отпуск нефти;
- заносит номера пломб в ТН в раздел 6 «Прием груза», строка «фактическое состояние груза, тары, упаковки, маркировки и опломбирования» или заполняет товарный раздел ТТН, заносит номера пломб в ТТН в «Транспортный раздел» в таблицу «Сведения о грузе», общее количество установленных пломб записывается в ТТН в строке «Указанный груз с исправной пломбой, тарой, упаковкой ____ сдал»;
- или в ТТН в разделе «Сведения о грузе» графа «О составленных актах» указывает номер акта, указывает возвратную нефть (НСЖ);
- получает 2 экз. документа о качестве нефти (форма в пункте 9 Таблицы 15):
 - ♦ первый экземпляр, заверенный подписями работников ЦПН, назначенных распорядительным документом ОГ, остается в ЦПН;
 - ♦ второй экземпляр, заверенный подписями работников ЦПН, назначенных распорядительным документом ОГ, передается водителем в ЦДНГ;
- производит запись в журнале учета отпуска нефти (форма приведена в пункте 45 Таблицы 15);
- регистрирует разовые талоны на отпуск нефти в журнале отпуска нефти (НСЖ):
 - ♦ разовые талоны на отпуск нефти (НСЖ) хранятся на ПОН;
 - ♦ корешки от разовых талонов на отпуск нефти (НСЖ) направляются с водителем и остаются в ЦДНГ;
- ежедневно передает в РИТС ОГ сведения о количестве отпущенной нефти (НСЖ). При заполнении документов и ведении технической документации не допускается вносить исправления;
- производит запись в журнале учета отпуска нефти с пункта налива;
- каждые 2 часа, в конце каждой смены, в конце каждого суток оператором пульта управления ЦДНГ (ЦПН) подсчитывается общий объем отпускаемой нефти, фиксируется в реестре учета отгрузки нефти (НСЖ) с ПОН (пункт 41 Таблицы 15). Журнал учета отпуска нефти (НСЖ) должен быть пронумерован, прошнурован, последняя страница скреплена штампом цеха и подписана начальником цеха;
- каждые 2 часа, в конце каждой смены, в конце каждого суток общий объем отпускаемой нефти (НСЖ), по фактическому вывозу с ПСН вносится операторами пульта управления ЦПН (ЦДНГ) в программный модуль ЦДС ДНС-ППН ТИС «Добыча».

6.2.2. Образец заполнения ТТН приведен в пункте 42 Таблицы 15 к настоящим Типовым требованиям.

6.2.3. Работник ОГ, ответственный за отпуск нефти (НСЖ) после оформления ТТН, ТН, документа о качестве нефти, выполнив необходимые записи в журнале учета отпуска нефти (НСЖ) дает разрешение работнику ОП на отправку АЦ с ПОН, ПСН.

6.2.4. Определение качества нефти при отпуске в АЦ производится один раз в сутки по накопительной суточной пробе нефти (НСЖ). Общий объем накопительной пробы нефти (НСЖ) должен составлять не менее 5 литров. Качество нефти должно быть определено по



следующим параметрам: плотность нефти при 20°C, массовая доля воды, массовая концентрация хлористых солей, массовая доля механических примесей. Результаты испытаний оформляются протоколом испытаний.

6.2.5. Паспорт качества нефти при отпуске в АЦ производится для каждой АЦ индивидуально, по пробе нефти, отобранной из АЦ в соответствии требованиями Межгосударственного стандарта ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб», по следующим параметрам: плотность нефти при 20°C, массовая доля воды, массовая концентрация хлористых солей, массовая доля механических примесей.

Примечание: Объединенную пробу НСЖ из АЦ составляют путем смешения трех точечных проб, отобранных с верхнего среднего и нежженного уровня в соотношении 1:3:1. При этом нижний уровень принимается на уровне 250 мм от днища АЦ, а верхний уровень на расстоянии 250 мм ниже поверхности НСЖ.

6.2.6. С целью исключения случаев простоев АЦ, по причине удаленности ИЛ/ИЦ (ИХАЛ) от ПОН (ПСН), а также наличия СИКН (СИКНС) на объектах ППН, с которых осуществляется отпуск нефти (НСЖ), допускается применять иной порядок отбора проб (периодичность) из АЦ, исключающий искажение достоверности учета отпускаемой нефти. В случае необходимости иного порядка отбора проб из АЦ, заинтересованная служба ОГ организует совещание с ДНГД и иными структурными подразделениями ПАО «НК «Роснефть» (при необходимости), оформляет протокол совещания с обоснованием иного порядка отбора проб, утверждает у главного инженера ОГ и направляет на согласование в ДНГД.

6.3 ПОРЯДОК ПРИЕМА НЕФТИ (НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ) НА ПУНКТЕ СЛИВА НЕФТИ

6.3.1. Распорядительным документом по ОГ назначаются работники, ответственные за отпуск, учет и прием нефти (НСЖ), ведение, хранение и представление отчетных документов.

6.3.2. Подрядчики, оказывающие услуги по вывозу нефти и (или) (НСЖ), предоставляют в Службу ППН ОГ, Службу ДНГ ОГ, СБ ОГ утвержденный руководителем транспортной организации список автотранспорта (с указанием марки, государственного номера автомобиля, даты составления списка и его сроком действия). Все изменения в список автотранспорта вносятся Подрядчиком в письменном виде и предоставляются Подрядчиком в заинтересованные Службу ППН ОГ, Службу ДНГ ОГ, СБ ОГ. Все АЦ, участвующие в перевозке нефти (НСЖ), должны быть снабжены исправными GPS-трекерами, в путевом листе делается отметка о наличии на автомобиле исправного GPS-трекера.

6.3.3. Ответственная Служба ППН ОГ или Служба ДНГ ОГ обеспечивает передачу Подрядчиками, участвующими в перевозке нефти (НСЖ), следующих документов на ПСН:

- утвержденный список автотранспорта (с указанием марки, государственного номера автомобиля, даты составления списка и сроком действия утвержденного списка автотранспорта) со всеми изменениями, внесенными 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.



6.3.4. Подрядчики – владельцы автотранспорта, участвующие в перевозке нефти (НСЖ), должны обеспечить водителей АЦ, осуществляющих перевозку нефти (НСЖ), 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 (НСЖ), 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.

6.3.5. Водитель должен проходить инструктаж у руководителя объекта (мастера, начальника установки) по программе инструктажа для сторонних организаций.

6.3.6. При подъезде АЦ на площадку слива нефти (НСЖ) скорость движения не должна превышать указанную на знаке «Ограничение скорости».

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

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

6.3.9. Слив нефти (НСЖ), производится после получения разрешения должностного лица, ответственного за организацию слива нефти (НСЖ), на основании документа о качестве нефти (НСЖ).

6.3.10. При сливе нефти (НСЖ) работники ОГ и работники Подрядчика, осуществляющих перевозку нефти, охрану объекта на ПОН и ПСН (НСЖ) и должны выполнять следующие действия (Таблицы 7-10).

Таблица 7
Перед въездом на площадку ПСН

№ П/П	ДЕЙСТВИЯ ПЕРСОНАЛА	ВОДИТЕЛЬ	ОХРАННИК (РАБОТНИК ОП)
1	2	3	4
1	Производится остановка АЦ перед воротами ПСН не ближе 5 метров, глушится двигатель, транспортное средство ставится на ручной тормоз	выполняет	проверяет
2	Производится установка на выхлопную трубу искрогасителя	выполняет	проверяет
3	Предъявляется наличие:	-	-
3.1	▪ надетой спецодежды, спецобуви, противогаза, каски, перчаток	выполняет	проверяет
3.2	▪ касающейся земли цепи (2 звена), 2-х упоров под колесами	предъявляет	проверяет
3.3	▪ первичных средств пожаротушения в составе 2-х огнетушителей ОП-5, песка объемом не менее 25 кг, совковой лопаты	предъявляет	проверяет



№ П/П	ДЕЙСТВИЯ ПЕРСОНАЛА	ВОДИТЕЛЬ	ОХРАННИК (РАБОТНИК ОП)
1	2	3	4
3.4	надписи на АЦ «Огнеопасно», «Без заземления не работать»	предъявляет	проверяет
3.5	проверка наличия патрубка наружного диаметра 100 мм для опорожнения АЦ в транспортном положении, оснащенного заглушкой на резьбе	предъявляет	проверяет
4	Ознакомление со схемой движения по ПСН знаком ограничения скорости	знакомится	указывает место положения
5	Получить у руководителя объекта первичный инструктаж для работников сторонних организаций, если въезд осуществляется впервые	проходит инструктаж	направляет на инструктаж
6	Получает разрешение на въезд на территорию до промежуточной площадки. Выполняет движение	выполняет	контролирует движение

Таблица 8
Въезд на ПСН

№ П/П	ДЕЙСТВИЯ ПЕРСОНАЛА	ВОДИТЕЛЬ	ОБСЛУЖИВАЮЩИЙ ПЕРСОНАЛ ПСН/ ОХРАННИК (РАБОТНИК ОП)
1	2	3	4
1	При въезде на ПСН водитель руководствуется знаком «Ограничение скорости», не более 5 км/час	выполняет	контролирует
2	Движение по территории ПСН осуществляется строго по схеме движения	выполняет	контролирует
3	После въезда на территорию ПСН водитель обязан остановить АЦ на въездной досмотровой эстакаде	выполняет	контролирует
4	После остановки на въездной досмотровой эстакаде водитель обязан остановить АЦ, поставить на ручной тормоз, заглушить двигатель, установить упоры под колеса	выполняет	контролирует
5	После остановки АЦ охранник ОП совместно с обслуживающим персоналом проверяет наличие и целостность пломб на АЦ	представляет к проверке	проверяет совместно с работником ОП
6	Обслуживающий персонал ПСН обязан заземлить АЦ предварительно зачистив место подсоединения кронштейна щеткой по металлу	проверяет	выполняет
7	После заземления водитель обязан открыть люк горловины АЦ	выполняет	контролирует
8	Проверка полноты налива АЦ. Наполнение АЦ определяется по планке, расположенной в смотровом (заливочном) люке АЦ. Проверка наличия оттиска поверительного клейма на маркировочной табличке АЦ и на заклепке, крепящей указатель уровня налива	представляет к проверке	проверяет совместно с работником ОП
9	Если уровень в наполненной АЦ имеет отклонение относительно ограничительной планки в пределах ± 10 см в результате изменения коэффициента объемного расширения (сжимаемости) вследствие температурного воздействия окружающей среды во время транспортировки до ПСН, естественных потерь при транспортировке или повреждена хотя бы одна из пломб, или время пребывания в пути АЦ превышает утверждённые нормы времени движения АЦ от ПОН до ПСН (пункт 43 Таблицы 15), то слив АЦ должен производиться в присутствии комиссии в составе: начальника (заместителя начальника) цеха, эксплуатирующего ПСН, начальника (мастера УПСВ), мастера по добыче нефти и газа того месторождения, откуда доставлена НС, работника охраны ОП, осуществляющего охрану ПСН по договору, с отбором пробы, согласно ГОСТ 31873-2012 для проверки качественных характеристик принимаемой нефти (НСЖ), конденсата с составлением акта, один экземпляр которого передается в РИТС ОГ по электронной почте в сканированном виде, с последующей	участвует в комиссионном сливе	участвует в комиссионном сливе



№ П/П	ДЕЙСТВИЯ ПЕРСОНАЛА	ВОДИТЕЛЬ	ОБСЛУЖИВАЮЩИЙ ПЕРСОНАЛ ПСН/ ОХРАННИК (РАБОТНИК ОП)
1	2	3	4
	передачей подлинника		
10	После проведения операций по проверке слива жидкости из АЦ и целостности пломб, водитель обязан закрыть горловину АЦ	выполняет	контролирует
11	После закрытия горловины АЦ обслуживающий персонал ПСН отсоединяет защитное заземление	проверяет	выполняет
12	Водитель обязан подъезжать на стояк слива только по команде обслуживающего персонала ПСН	выполняет	отдает команду на подъезд к стояку слива

Таблица 9
Порядок действий при сливе нефти

№ П/П	ДЕЙСТВИЯ ПЕРСОНАЛА	ВОДИТЕЛЬ	ОБСЛУЖИВАЮЩИЙ ПЕРСОНАЛ ПСН
1	2	3	4
1	На площадке слива водитель обязан остановить АЦ, поставить на ручной тормоз, заглушить двигатель, установить упоры под колеса	выполняет	контролирует
2	Обслуживающий персонал ПСН перед сливом АЦ обязан убедиться в том, что АЦ установлена на горизонтальной площадке ПСН, заземлить АЦ, предварительно зачистив место подсоединения кронштейна щеткой по металлу	контролирует	выполняет
3	Водитель обязан открыть люк горловины АЦ для ее опорожнения и снять резьбовую заглушку со сливного патрубка АЦ	выполняет	контролирует
4	Обслуживающий персонал ПСН подсоединяет сливной рукав, фиксирует его с помощью специального хомута и производит открытие задвижки сливного трубопровода стояка слива нефти (НСЖ)	контролирует	выполняет
5	Водитель открывает кран сливного патрубка АЦ	контролирует	выполняет
6	Слив АЦ определяется при помощи метрштока. Допустимый остаток жидкости и асфальто-парафинистых отложений на стенках ёмкости до 10 мм и уровень до 100 мм	контролирует	выполняет
7	Водитель АЦ не должен отлучаться от автомобиля во время проведения операции слива и вместе с обслуживающим персоналом контролировать технологическую операцию, контролирует заземление АЦ. После окончания слива поднимается на АЦ, закрывает люк горловины и закрепляет его кронштейном. Убирает площадку АЦ. Надевает резьбовую заглушку на сливной патрубок АЦ	наблюдает	выполняет
8	Обслуживающий персонал ПСН отсоединяет защитное заземление АЦ	контролирует	выполняет
9	Водитель убирает упоры из-под колес, заводит автомобиль с разрешения обслуживающего персонала ПСН и выезжает на промежуточную площадку выездной досмотровой эстакады	выполняет	контролирует

Таблица 10
Выезд с ПСН

№ П/П	ДЕЙСТВИЯ ПЕРСОНАЛА	ВОДИТЕЛЬ	ОБСЛУЖИВАЮЩИЙ ПЕРСОНАЛ ПСН/ ОХРАННИК (РАБОТНИК ОП)
1	2	3	4
1	После остановки на выездной досмотровой эстакаде водитель обязан, поставить АЦ на ручной тормоз, заглушить двигатель, установить упоры под колеса	выполняет	контролирует
2	Обслуживающий персонал ПСН обязан заземлить АЦ, предварительно, зачистив место подсоединения кронштейна	контролирует	выполняет



№ П/П	ДЕЙСТВИЯ ПЕРСОНАЛА	ВОДИТЕЛЬ	ОБСЛУЖИВАЮЩИЙ ПЕРСОНАЛ ПСН/ ОХРАННИК (РАБОТНИК ОП)
1	2	3	4
	щеткой по металлу		
3	После заземления водитель обязан открыть люк горловины АЦ	контролирует	выполняет
4	Охранник ОП с выездной досмотровой эстакады проверяет полноту слива, путем осмотра через наливные горловины. При осмотре полноты слива АЦ нельзя наклоняться над горловиной, с целью исключения риска отравления парами нефти. Фонарь при осмотре применять нельзя. Слив АЦ определяется при помощи метрштока	предоставляет к проверке	проверяет совместно с работником ОП

6.3.11. На площадке ПСН запрещается:

- проведение ремонта АЦ;
- запуск двигателей АЦ, находящихся на площадке слива, в случаях пролива (перелива) нефти, (НСЖ) до полной уборки пролитой нефти (НСЖ).

6.3.12. При обнаружении неисправности машины слив нефти (НСЖ) должен быть немедленно прекращен, АЦ должна быть выведена из-под слива на буксире другим автомобилем.

6.4 ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ НА ПУНКТЕ СЛИВА НЕФТИ (НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ)

6.4.1. НС из АЦ сливается работником ПСН в заглубленную ёмкость. Центробежным насосом НС подается непосредственно на УПН (НСЖ) (или УПСВ), где происходит её подготовка.

6.4.2. Определение принимаемого объема НС производится по ТТН (ТН), заполненной оператором ПОН, ПСН. Если пункт слива оснащён автомобильными весами, то количество привезённой НС, конденсата определяется путём взвешивания АЦ до и после слива. Полученное значение сверяется работником ОГ, ответственным за получение нефти, (НСЖ) конденсата, с накладной.

6.4.3. Прием нефти (НСЖ) на ПСН производится уполномоченным работником службы ОГ, в состав которого входит ПСН, ответственным за получение нефти (НСЖ), которое:

- проверяет ТТН (ТН);
- проверяет документ о качестве нефти (НСЖ);
- проверяет наличие и целостность пломб.

6.4.4. Работник Службы ППН ОГ или Службы ДНГ ОГ, в состав которого входит ПСН, ответственное за получение нефти, по завершению работ по приему нефти (НСЖ):

- обязан произвести осмотр емкости автотранспортного средства на предмет полноты слива нефти (НСЖ), (допускается технологический остаток жидкости в АЦ, опорожнение которого невозможно из-за конструкции сливного патрубка АЦ);
- заполнить соответствующие разделы ТТН (ТН);
- проконтролировать подписание со стороны водителя транспортной организации соответствующего раздела ТТН (ТН) о сдаче груза;
- обязан передать экземпляры № 3 оформленной ТТН (ТН) водителю, экземпляр № 2 оставить в ССП ОГ.

6.4.5. Учет поступившей в ЦПН нефти (НСЖ), отражается работником Службы ППН ОГ или Службы ДНГ ОГ ответственным за получение нефти (НСЖ), в реестре учета приёма НС с



пункта налива (пункт 44 Таблицы 15) и в журнале учета приема нефти (пункт 45 Таблицы 15). Все записи делаются оператором ПСН и подтверждаются его подписью и подписью водителя, сдавшего нефть (НСЖ). Журнал учета приема нефти должен быть пронумерован, прошнурован, последняя страница скреплена штампом ЦПН и подписана начальником ЦДНГ (пункт 45 Таблицы 15).

6.4.6. Ежедневно оператор ПСН ЦПН, до 20:00 текущего дня уведомляет (по телефонной связи) оператора ПОН, ЦПН (ЦДНГ) и оператора пульта управления ЦПН о количестве принятой нефти (НСЖ).

6.4.7. В случае отсутствия в установленное время автотранспорта с нефтью (НСЖ) работник Службы ППН ОГ или Службы ДНГ ОГ, ответственный за получение нефти (НСЖ), конденсата немедленно сообщает об этом начальнику ЦДНГ, ЦПН, РИТС ОГ (ЦИТС ОГ) и охраннику ОП, осуществляющему охрану ПСН в рамках договора.

6.5 ПОРЯДОК ВЫДАЧИ НОМЕРНЫХ ПЛОМБ И ПЛОМБИРОВКИ АВТОЦИСТЕРНЫ, ОФОРМЛЕНИЕ ДОКУМЕНТАЦИИ

6.5.1. ПОРЯДОК ВЫДАЧИ НОМЕРНЫХ ПЛОМБИРОВОЧНЫХ УСТРОЙСТВ

6.5.1.1. Порядок выдачи номерных пломб, пломб и пломбировки АЦ, оформление документации осуществляется с учетом Типовых требований Компании № ПЗ-11.02 ТТР-0001 «Процедура пломбирования технологического оборудования».

6.5.1.2. Номерные пломбы выдаются уполномоченным работникам, осуществляющим пломбирование, должностными лицами, назначенными ответственными распорядительным документом ОГ за пломбировку оборудования и СИ номерными ПУ, хранение, выдачу и учет номерных ПУ, на каждую смену из расчета планового суточного объема вывоза. Номера полученных пломб записывается в вахтовом журнале. После окончания смены неиспользованные пломб сдаются работником, осуществляющим пломбирование, должностному лицу, назначенному ответственным распорядительным документом ОГ за пломбировку оборудования и СИ номерными ПУ, хранение, выдачу и учет номерных пломб с записью в вахтовом журнале номеров и цвета, возвращенных ПУ.

6.5.2. ПЛОМБИРОВКА АВТОЦИСТЕРН

6.5.2.1. По окончании налива работник ОГ, производивший заливку АЦ, совместно с водителем производит проверку полноты налива АЦ, после чего контролирует закрытие люков водителем и осуществляет их пломбирование с отметкой номеров пломб и (или) ПУ в ТТН и ТН в разделе № 6 «Прием груза» и в журнале установки и снятия ПУ.

6.5.3. ПЛОМБИРОВКА ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ

6.5.3.1. По окончании планового суточного объема вывоза нефти (НСЖ) с ПОН работник ОГ, производивший заливку, в присутствии работника охраны ОП, осуществляет пломбирование запорной арматуры, через которую осуществляется отпуск нефти с отметкой номеров пломб в журнале установки и снятия ПУ. Перед началом налива нефти (НСЖ) на ПОН на следующие сутки работник ОГ осуществляющий слив-налив нефти (НСЖ) в АЦ в присутствии работника охраны ОП, осуществляющего охрану ПОН по договору, сверяет номера установленных пломб.

6.5.4. ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ С ПУНКТА НАЛИВА ДО ПУНКТА СЛИВА

6.5.4.1. Перевозка нефти (НСЖ) должна осуществляться в соответствии с требованиями Правил дорожного движения Российской Федерации, утвержденных постановлением



Правительства РФ от 23.10.1993 № 1090, и Правил перевозок грузов автомобильным транспортом, утвержденных постановлением Правительства РФ от 21.12.2020 № 2200.

6.5.4.2. Ответственность за транспортировку нефти с пункта налива до пункта слива несет Подрядчик, осуществляющий транспортировку нефти, в соответствии с заключаемыми договорами на оказание транспортных услуг.

6.5.4.3. В случае возникновения дорожно-транспортного происшествия и разлива нефти (НСЖ), конденсата в процессе перевозки ответственность по ликвидации аварий и замазученности несет автотранспортная организация в соответствии с заключаемыми договорами на оказание транспортных услуг.

6.5.4.4. РИТС ОГ (ЦИТС ОГ) сообщает начальнику караула и (или) смены ОП о поломке АЦ и об обеспечении охраны АЦ Подрядчиком – владельцем АЦ, в соответствии с условиями заключенных договоров на оказание транспортных услуг.

6.5.5. ПОРЯДОК УЧЁТА ПЛОМБ И ПЛОМБИРОВОЧНЫХ УСТРОЙСТВ НА ПУНКТЕ СЛИВА НЕФТИ (НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ)

6.5.5.1. По прибытию АЦ на ПСН обслуживающий персонал совместно с работником ОП производит проверку наличия, целостности установленных номерных пломб и их сверку с указанными номерами в ТН, о чем работник ОГ, производивший осмотр ПУ, делает отметку о проверке наличия пломбы в ТТН (делается запись «пломбы сверены, в наличии» и подтверждается подписью с расшифровкой) и в ТН (делается запись в разделе № 7 «Сдача груза» «Опломбировано, №..., №..., пломбы в норме» и подтверждается подписью с расшифровкой).

6.5.5.2. Номерные пломбы снимаются с каждой горловины, каждой секции АЦ и сливного крана. Снятые пломбы хранятся у оператора ПСН, производившего осмотр пломбы. Пломбы хранятся у него до окончания смены для отчетности.

6.5.5.3. По окончании смены работник ОГ, отвечающий за отпуск-прием нефти (НСЖ), отчитывается по количеству и номерам пломб, снятых за смену, мастеру ПСН назначенному ответственным за хранение, выдачу и учет номерных ПУ.

6.5.5.4. Ответственный за пломбировку оборудования и СИ номерными ПУ, хранение, выдачу и учет номерных пломб на основании представленной работником ОГ (оператором ПСН) информации формирует реестр учета пломб (произвольной формы), снятых на пункте слива с АЦ за смену. Реестр снятых пломб составляется отдельно по каждому ПОН и ПСН. На основании данных реестров подтверждается списание пломб с подотчета МОЛ ОГ на каждом ПОН, ПСН, ответственного за пломбировку оборудования и СИ номерными ПУ, хранение, выдачу и учет номерных ПУ.

6.5.5.5. В течение пяти рабочих дней по окончании отчетного месяца оформляются реестры учета ПУ. На основании данных реестров подтверждается списание пломб с подотчета ответственных за пломбировку оборудования и СИ номерными ПУ, хранение, выдачу и учет номерных ПУ.

6.5.5.6. В случае отсутствия или повреждения хотя бы одного из установленных на АЦ пломб составляется комиссионный акт «О нарушении транспортировки нефти с ПОН на ПСН» (в свободной форме). Работником ПОН запрашивается письменное объяснение с водителя АЦ, о причинах отсутствия или повреждения номерной пломбы.

6.5.6. ПОРЯДОК ОПЕРАТИВНОЙ СВЕРКИ ОБЪЁМОВ НЕФТИ (НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ)

6.5.6.1. Мастерами ПОН и ПСН, 2 раза в неделю предоставляются в ЦПН, инженеру по учету нефти (НСЖ) реестры по отгрузке и приему нефти с ПОН, и ПСН соответственно.



6.5.6.2. Оперативную сверку объемов, отпущенных для перевозки с ПОН, и объемов принятой на ПСН нефти (НСЖ) производит специалист ЦПН (инженер по учету нефти) по поручению начальника ЦПН оперативно или 2 раза в неделю после получения реестров по отгрузке и приему нефти (НСЖ).

6.5.6.3. По итогам отчетного месяца мастерами ПОН и ПСН составляется акт сверки объемов нефти (НСЖ), вывезенной с ПОН, и принятой на ПСН (пункт 46 Таблицы 15).

6.5.7. СРОКИ И ПОРЯДОК ХРАНЕНИЯ ДОКУМЕНТАЦИИ, ОФОРМЛЯЮЩЕЙСЯ ПРИ ОТПУСКЕ НЕФТИ С ПУНКТА НАЛИВА, И ИСПОЛЬЗОВАННЫХ НОМЕРНЫХ ПЛОМБИРОВОЧНЫХ УСТРОЙСТВ

6.5.7.1. ТТН и ТН подлежат хранению в соответствии с Типовыми требованиями Компании № ПЗ-12.01 ТТР-0001 «Делопроизводство в Обществах группы» и ЛНД ОГ в области делопроизводства в течение сроков, установленных действующим законодательством РФ, но не менее 5 лет. По истечению срока хранения в присутствии начальника ЦПН (ЦДНГ), МОЛ ОГ и представителя СБ ОГ составляется акт о выделении к уничтожению дел (документов) службы ОГ (пункт 47 Таблицы 15) и документы уничтожаются.

6.5.7.2. Использованные номерные пломбы и реестры учета отгрузки и приема нефти (НСЖ) уничтожаются ежемесячно с составлением акта о выделении к уничтожению дел (документов) Службы ДНГ ОГ или Службы ППН ОГ, подписываемого начальником ЦППН или ЦДНГ, МОЛ ОГ и представителем СБ ОГ, в котором указываются номерной диапазон, цвет, период вывоза (завоза) нефти, конденсат и даты уничтожения.

6.5.7.3. Не пригодные к использованию пломбы (заводской брак или порча) уничтожаются ежемесячно с составлением акта о выделении к уничтожению дел (документов) ССП (Служб ППН ОГ и Служб ДНГ ОГ), подписываемого начальником ЦПН (ЦДНГ), МОЛ ОГ и представителем СБ ОГ, с указанием номерного диапазона, цвета, периода вывоза или завоза нефти и даты уничтожения и вида непригодности в «примечании» (заводской брак или порча).

6.5.7.4. Перечень отчетных документов по приему нефти, хранимых в ЦПН в течение 3 лет:

- ТТН;
- ТН;
- журналы учета отпуска нефти с ПОН, ПСН;
- журналы учета приема нефти на ПСН;
- реестры учета отпуска нефти с ПОН, ПСН;
- реестры учета приема нефти на ПСН;
- акта о выделении к уничтожению дел (номерных пломб) службы ОГ;
- журналы учета установки и снятия пломб.

6.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА НЕФТИ И РАСЧЕТ КОЛИЧЕСТВА НЕФТИ

6.6.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УРОВНЯ НАЛИВА НЕФТЕГАЗОВОДОЯНОЙ СМЕСИ, НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ В АВТОЦИСТЕРНЕ

6.6.1.1. Объем нефти (НСЖ) операторы определяют по полной вместимости АЦ, указанной в свидетельстве о поверке АЦ по Межгосударственному стандарту ГОСТ 8.600-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Автоцистерны для жидких нефтепродуктов. Методика поверки», с учетом перелива или недолива нефти (НСЖ) относительно указателя уровня налива.

6.6.1.2. Измерение уровня перелива (недолива) нефти (НСЖ):



6.6.1.3. Металлической линейкой измеряют отклонение уровня нефти (НСЖ) (Δh), мм, от верхней плоскости полки указателя уровня налива (далее – указатель уровня налива) в горловине АЦ.

6.6.1.4. Измерение проводят один раз, считывая показания с точностью до 1 мм. Линейку в нефть (НСЖ) опускают медленно. Если уровень нефти (НСЖ), на линейке обозначается нечетко, то измерения необходимо повторить. Линейку до и после измерений необходимо протереть мягкой тряпкой насухо. Допускается определение отклонения уровня нефти (НСЖ) от указателя уровня налива по шкальной линейке, закрепленной в горловине.

6.6.1.5. При переливе нефти (НСЖ) в АЦ начало линейки опускают в нефть (НСЖ) до полки указателя уровня и снимают показания с линейки на уровне поверхности нефти (НСЖ).

6.6.1.6. При недоливе нефти в АЦ начало линейки опускают чуть ниже уровня жидкости и снимают показания с линейки на уровне верхней плоскости полки указателя уровня. Затем из полученного значения вычитают значение, соответствующее глубине погружения линейки в жидкость и определяемое по оставленному следу нефти (НСЖ) на линейке.

6.6.2. ИЗМЕРЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ И ПЛОТНОСТИ НЕФТИ (НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ) (НЕАВТОМАТИЗИРОВАННЫМИ СРЕДСТВАМИ ИЗМЕРЕНИЙ)

6.6.2.1. Температуру нефти (НСЖ) операторы измеряют стеклянным ртутным термометром в каждой точечной пробе. Термометр выдерживают непосредственно в пробоотборнике с пробой нефти (НСЖ) в течение 1-3 минут после его извлечения до принятия столбиком ртути постоянного положения. Отсчет температуры проводят, не вынимая термометр из нефти. Температура нефти (НСЖ) вычисляется как среднее арифметическое температур точечных проб, взятых в соотношении, принятом для составления объединенной пробы по Межгосударственному стандарту ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб».

6.6.2.2. Плотность нефти (НСЖ) измеряют ареометром в точечной пробе, отобранной из АЦ по Межгосударственному стандарту ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб».

6.6.2.3. Измерение плотности ареометром проводят по Межгосударственному стандарту ГОСТ 3900-2022 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности», Государственному стандарту ГОСТ Р 51069-97 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API ареометром», Рекомендациям по метрологии Р 50.2.075-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть и нефтепродукты. Лабораторные методы измерения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API», в лаборатории или на месте отбора проб (в специально оборудованном месте, защищенном от ветра, осадков, солнечной радиации и оснащенный столиком с ровной, горизонтальной поверхностью). Значение плотности, полученное в объединенной пробе, приводят к результатам измерений и используют при расчете массы нефти в каждой отдельной АЦ.

6.6.3. ИЗМЕРЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ И ПЛОТНОСТИ НЕФТИ (АВТОМАТИЗИРОВАННЫМИ СРЕДСТВАМИ ИЗМЕРЕНИЙ)

6.6.3.1. Температуру нефти (НСЖ) операторы измеряют переносным погружным электронным термометром непосредственно в АЦ на уровне на высоте 0,33 диаметра АЦ от нижней внутренней образующей в соответствии с его инструкцией по эксплуатации.

6.6.3.2. Плотность нефти (НСЖ) измеряют переносным погружным электронным плотномером непосредственно в АЦ на уровне на высоте 0,33 диаметра АЦ от нижней внутренней образующей в соответствии с его инструкцией по эксплуатации.



6.6.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА НЕФТИ ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ ИЗМЕРЕНИЯ

6.6.4.1. Вычисляют объем нефти при температуре его измерения (V), м³ в АЦ по формуле:

$$V = (V_u \pm \Delta V) \cdot [1 + 2 \cdot \alpha_u \cdot (t_v - 20)] , (34)$$

где:

V_u – значение вместимости АЦ, указанное в свидетельстве о поверке, м³;

ΔV – отклонение объема нефти (НСЖ) от V_u (со знаком «плюс» в случае перелива, со знаком «минус» в случае недолива), м³, рассчитывают по формуле:

$$\Delta V = \Delta h \cdot \pi \cdot D_{гор}^2 \cdot 10^{-9} / 4; (35)$$

где:

Δh – отклонение уровня нефти, от указателя уровня налива, мм;

$D_{гор}$ – внутренний диаметр горловины, мм;

α_u – температурный коэффициент линейного расширения материала стенки АЦ, значение которого принимают равным $12,5 \cdot 10^{-6} \text{ } 1/^{\circ}\text{C}$;

t_v – температура измерения объема, $^{\circ}\text{C}$.

6.6.5. АЛГОРИТМ РАСЧЕТА КОЛИЧЕСТВА НЕФТИ

6.6.5.1. Расчет массы «брутто» M_{δ} нефти, результат которого вносится в журнал учета отпуска нефти (НСЖ) и акт приема-сдачи нефти, производится по формуле:

$$M_{\delta} = 10^{-3} \times \rho \times V , (36)$$

где:

ρ – плотность нефти, приведенная к температуре нефти, при условиях измерения (по Межгосударственному стандарту ГОСТ 3900-2022 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности» или по Рекомендациям по метрологии Р 50.2.075-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть и нефтепродукты. Лабораторные методы измерения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API»), кг/м³;

V – объем (вместимость) АЦ, м³.

6.6.5.2. Масса «брутто» нефти (НСЖ) записывается в ТТН и в журнал учета отпуска нефти (НСЖ).

6.6.5.3. Масса балласта (m) рассчитывается по формуле:

$$m = \frac{W_v + W_n + W_{x_c}}{100} \cdot M_{\delta} , (37)$$

где:

M_{δ} – масса «брутто» нефти (НСЖ);

W_v – массовая доля воды в нефти (НСЖ), (по Межгосударственному стандарту ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»), %;



W_n – массовая доля механических примесей (по Межгосударственному стандарту ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей»), %;

W_{xc} – массовая доля хлористых солей (по Межгосударственному стандарту ГОСТ 21534-2021 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей»), %, рассчитанная по формуле 4.

$$W_{xc} = 10^{-1} \frac{\varphi_{xc}}{\rho}, \quad (38)$$

где:

φ_{xc} – массовая концентрация хлористых солей в нефти (НСЖ), мг/дм³;

ρ – плотность нефти, кг/м³.

6.6.5.4. Масса нетто нефти (НСЖ), M_n , т, определяется по формуле:

$$M_n = M_{\delta} - m, \quad (39)$$

где:

M_{δ} – масса «брутто» нефти, (НСЖ), т;

m – масса балласта, т.

6.6.5.5. Массу нефти (НСЖ) «брутто», массу нефти (НСЖ) «нетто», массу балласта рассчитываются с точностью до 0,001 т.

6.7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАССЫ НЕФТИ (НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ) В АВТОЦИСТЕРНЕ ПРЯМЫМ МЕТОДОМ ДИНАМИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ ПРИ НАЛИВЕ (СЛИВЕ) НА ПУНКТЕ ОТПУСКА НЕФТИ, ПУНКТЕ СЛИВА НЕФТИ

Массу нефти (НСЖ), конденсата «брутто», операторы измеряют СИ массового расхода и СИ массы при наливе (сливе) АЦ.

Плотность нефти измеряют одним из следующих способов:

- по каналу измерения плотности СИ массового расхода и СИ массы;
- поточным плотномером, установленным в трубопроводе по методике, изложенной в инструкции по его эксплуатации;
- ареометром по пробе, отобранной по Межгосударственному стандарту ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб».

Температуру нефти (НСЖ) при определении объема измеряют одним из следующих способов:

- по каналу измерения температуры СИ массового расхода и СИ массы;
- термометром в пробе, отобранной из трубопровода по Межгосударственному стандарту ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- термопреобразователем, установленным в трубопроводе по методике, изложенной в инструкции по его эксплуатации.

Примечание: Измерение плотности ареометром проводят по Межгосударственному стандарту ГОСТ 3900-2022 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности» или по Рекомендациям по метрологии Р 50.2.075-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть и нефтепродукты. Лабораторные методы измерения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API»



в ИХАЛ или в специально оборудованном месте, защищенном от ветра, осадков, солнечной радиации и оснащенном столиком с ровной, горизонтальной поверхностью.

6.7.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА НЕФТИ (НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ), ПРИВЕДЕННОГО К СТАНДАРТНЫМ УСЛОВИЯМ

6.7.1.1. Объем нефти, приведенный к стандартным условиям, вычисляют как частное от деления массы брутто, полученной по результатам измерений СИ массового расхода и СИ массы и плотности нефти (НСЖ), приведенной к стандартным условиям.

6.7.1.2. Объем нефти, приведенный к 20 °С, вычисляют по формуле:

$$V_{20} = \frac{M_{\delta}}{\rho_{20}} \quad (40)$$

где:

M_{δ} – результат измерения массы брутто нефти (НСЖ), полученный по СИ массового расхода и СИ массы, кг;

ρ_{20} – плотность нефти, измеренная согласно пункту 6.2 настоящих Типовых требований и приведенная к 20 °С, кг/м³.

6.7.1.3. Вычисление проводит персонал ПОН, ПСН.

6.7.2. АЛГОРИТМ РАСЧЕТА КОЛИЧЕСТВА НЕФТИ

6.7.2.1. Измеренная масса «брутто» нефти (НСЖ) записывается в ТТН и в журнал учета отпуска нефти (НСЖ).

6.7.2.2. Масса балласта (m) рассчитывается по формуле:

$$m = \frac{W_{\text{в}} + W_{\text{п}} + W_{\text{хс}}}{100} \cdot M_{\delta} \quad (41)$$

где:

M_{δ} – масса «брутто» нефти (НСЖ), (тонн);

$W_{\text{в}}$ – массовая доля воды в нефти (НСЖ), (по Межгосударственному стандарту ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»), %;

$W_{\text{п}}$ – массовая доля механических примесей (по Межгосударственному стандарту ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей»), %;

$W_{\text{хс}}$ – массовая доля хлористых солей (по Межгосударственному стандарту ГОСТ 21534-2021 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей»), %, рассчитанная по формуле:

$$W_{\text{хс}} = 10^{-1} \frac{\varphi_{\text{хс}}}{\rho} \quad (42)$$

где:

$\varphi_{\text{хс}}$ – массовая концентрация хлористых солей в нефти (НСЖ), мг/дм³;

ρ – плотность нефти, кг/м³.

6.7.2.3. Масса нетто нефти (НСЖ), $M_{\text{н}}$, т, определяется по формуле:



$$M_n = M_b - m \quad (43)$$

где:

M_b – масса «брутто» нефти, т;

m – масса балласта, т.

6.7.2.4. Массу нефти (НСЖ) «брутто», массу нефти (НСЖ), «нетто», массу балласта рассчитываются с точностью до 0,001 т.

6.7.2.5. Вычисление проводит персонал ПОН, ПСН.

6.8. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

6.8.1. В соответствии с требованиями Перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, утвержденного постановлением Правительства РФ от 16.11.2020 № 1847, установлены пределы допускаемой относительной погрешности измерений, приведенные в Таблице 11.

Таблица 11
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений

ВИД ПРОДУКЦИИ	МЕТОД ИЗМЕРЕНИЙ	ДИАПАЗОН ИЗМЕРЕНИЙ	ПРЕДЕЛЫ ДОПУСКАЕМОЙ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ, %	
			ПРИ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ	
			ДО 200 МПа·с	200 МПа·с И БОЛЕЕ
1	2	3	4	5
Нефть	Косвенный метод статических измерений и косвенный метод измерений, основанный на гидростатическом принципе	до 200 т вкл.	±0,65 (брутто) ±0,75 (нетто)	
	Прямой метод статических измерений взвешиванием на весах автомобильных цистерн	Без ограничений	±0,4 (брутто) ±0,5 (нетто)	
	Прямой метод динамических измерений	Без ограничений	±0,25 (брутто) ±0,35 (нетто)	
НСЖ	Косвенный метод измерений, основанный на гидростатическом принципе	Без ограничений	±2,5	Не регулируется
	Прямой метод статических измерений взвешиванием на весах автомобильных цистерн	Без ограничений	±0,4	Не регулируется
	Прямой метод динамических измерений	Без ограничений	±2,5	±10

6.8.2. Используемые на ПОН, ПСН СИ должны иметь действующие свидетельства о поверке, выданные территориальным органом Госстандарта РФ, либо аккредитованными в установленном порядке в области обеспечения единства измерений юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями.

6.8.3. При выполнении измерений работники (операторы, мастера, технологи) массы брутто и объема нефти (НСЖ), применяют следующие СИ и другие технические средства:

- меры полной вместимости (АЦ) с пределами допускаемой относительной погрешности измерений объема ±0,4 % по Межгосударственному стандарту ГОСТ 8.600-2011



«Государственная система обеспечения единства измерений. Автоцистерны для жидких нефтепродуктов. Методика поверки»;

- персональные компьютеры или технические средства для обработки результатов измерений.

При выполнении измерений косвенным методом статических измерений применяются:

Неавтоматизированные СИ:

- линейка измерительная металлическая по Межгосударственному стандарту ГОСТ 427-75 «Линейки измерительные металлические. Технические условия», с пределом измерений до 50 см, с ценой деления 1 мм и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 1 мм;
- термометры стеклянные по Межгосударственному стандарту ГОСТ 28498-90 «Термометры жидкостные стеклянные. Общие технические требования. Методы испытаний» или Межгосударственному стандарту ГОСТ 400-80 «Термометры стеклянные для испытаний нефтепродуктов. Технические условия» с ценой деления $0,1$ °C и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,2$ °C, используемые для определения температуры нефти (НСЖ), конденсата в АЦ;
- ареометры с пределами абсолютной погрешности $\pm 0,5$ кг/м³ по Межгосударственному стандарту ГОСТ 18481-81 «Ареометры и цилиндры стеклянные. Общие технические условия» или СИ плотности по методикам измерений плотности;
- СИ и технические средства, используемые для определения плотности нефти (НСЖ), по Межгосударственному стандарту ГОСТ 3900-2022 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности» или Рекомендациям по метрологии Р 50.2.075-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть и нефтепродукты. Лабораторные методы измерения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API».

Примечание: Пределы погрешности метода измерений плотности с применением ареометра не должны превышать $\pm 1,5$ кг/м³.

Автоматизированные СИ:

- переносной погружной электронный термометр с разрешающей способностью $0,1$ °C и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,5$ °C, используемый для определения температуры нефти, конденсата в АЦ;
- переносной погружной измеритель плотности нефти (НСЖ) с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,5$ кг/м³;
- комбинированные СИ, обеспечивающие выполнение вышеуказанных функций, в любых комбинациях, предусмотренных конструкцией данных СИ.

6.8.4. АЦ при измерениях массы брутто и объема нефти (НСЖ) косвенным методом статических измерений должна быть установлена на ровную горизонтальную площадку с углом наклона не более 1° .

6.8.5. При выполнении измерений прямым методом статических измерений взвешиванием на весах применяются:

- меры полной вместимости (АЦ) с пределами допускаемой относительной погрешности измерений объема $\pm 0,4$ % по Межгосударственному стандарту ГОСТ 8.600-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Автоцистерны для жидких нефтепродуктов. Методика поверки»;
- весы для статического взвешивания, соответствующие классу точности III «средний» по



Национальному стандарту ГОСТ Р 53228-2008 «Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Испытания»;

- СИ и технические средства, используемые для определения плотности нефти, в ИХАЛ, по Межгосударственному стандарту ГОСТ 3900-2022 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности» или по Рекомендациям по метрологии Р 50.2.075-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть и нефтепродукты. Лабораторные методы измерения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API».

Примечание: Пределы погрешности метода измерений плотности с применением ареометра не должны превышать $\pm 1,5 \text{ кг/м}^3$.

6.8.6. При выполнении измерений прямым методом динамических измерений применяют следующие СИ и технические средства, не образующие измерительные системы:

Неавтоматизированные СИ:

- СИ массового расхода с пределами допускаемой относительной погрешности измерений массы не более $\pm 0,25 \%$;
- термометры стеклянные по Межгосударственному стандарту ГОСТ 28498-90 «Термометры жидкостные стеклянные. Общие технические требования. Методы испытаний» или Межгосударственному стандарту ГОСТ 400-80 «Термометры стеклянные для испытаний нефтепродуктов. Технические условия» с ценой деления $0,1^\circ\text{C}$ и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,2^\circ\text{C}$, используемые для определения температуры нефти (НСЖ), конденсата в АЦ;
- СИ и технические средства, используемые для определения плотности нефти, в ИХАЛ, по Межгосударственному стандарту ГОСТ 3900-2022 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности» или по Рекомендациям по метрологии Р 50.2.075-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть и нефтепродукты. Лабораторные методы измерения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API».

Автоматизированные СИ:

- СИ массового расхода с пределами допускаемой относительной погрешности измерения массы не более $\pm 0,25 \%$;
- переносной погружной электронный термометр с разрешающей способностью $0,1^\circ\text{C}$ и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,5^\circ\text{C}$;
- переносной погружной измеритель плотности нефти (НСЖ) с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,5 \%$;
- поточный плотномер с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$.

6.8.7. АЦ должны быть утвержденного типа СИ и иметь действующие свидетельства о поверке с оформленной оборотной стороной по Межгосударственному стандарту ГОСТ 8.600-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Автоцистерны для жидких нефтепродуктов. Методика поверки», а также поверительные клейма на маркировочной табличке АЦ и на заклепке, крепящей указатель уровня налива в соответствии с требованиями Межгосударственного стандарта ГОСТ 8.600-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Автоцистерны для жидких нефтепродуктов. Методика поверки». Межповерочный интервал для АЦ должен соответствовать утвержденному типу АЦ. Не допускается отпуск нефти (НСЖ) в АЦ по паспорту, выданному Заводом-изготовителем.



6.8.8. АЦ, прибывшая на пункт налива для перевозки нефти, должна удовлетворять требованиям Межгосударственного стандарта ГОСТ 33666-2015 «Автомобильные транспортные средства для транспортирования и заправки нефтепродуктов. Технические требования»:

- отсутствие посторонних предметов и не слитой нефти в АЦ (остаток нефти в АЦ после ее слива не должен превышать 0,1 % номинальной вместимости) (визуально);
- чистота внутренней поверхности АЦ (визуально).

Примечание: Измерение количества и параметров нефти (НСЖ) при отпуске (приеме) в АЦ с помощью МБСУ осуществляется на основании индивидуальных МИ нефти (НСЖ), разработанных изготовителем МБСУ, утвержденных и аттестованных в установленном порядке.

6.9. ТРЕБОВАНИЯ К МЕТОДАМ И СРЕДСТВАМ ИЗМЕРЕНИЙ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ КОЛИЧЕСТВА И КАЧЕСТВА НЕФТИ

6.9.1. Порядок выполнения измерений и вычислений массы нефти (НСЖ) при отпуске в АЦ, требования к методам и СИ должны соответствовать ЛНД ОГ в области метрологического обеспечения, а также нормативным документам, указанным в настоящих Типовых требованиях.

6.9.2. Требования к средствам и системам измерений при отпуске нефти (НСЖ) в АЦ на этапе проектирования, строительства, модернизации определяются СГМ ОГ.

6.10. ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТИ И НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ

6.10.1. ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ С ПОМОЩЬЮ АВТОМОБИЛЬНЫХ ЦИСТЕРН

- при измерении объема НСЖ применяется косвенный метод статических измерений. АЦ, применяемые для перевозки НСЖ, должны иметь паспорта и быть поверены, согласно Межгосударственному стандарту ГОСТ 8.600-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Автоцистерны для жидких нефтепродуктов. Методика поверки»;
- отпуск НСЖ в АЦ производится в соответствии с положениями настоящих Типовых требований;
- контроль отпускаемой НСЖ ежедневно ведется по объему в единицах измерений объема м³, с округлением до трех знаков после запятой.

Запрещается производить отпуск НСЖ:

- при отсутствии копии доверенности покупателя на ПОН (только для нефти);
- при неисправности АЦ, нарушении требований охраны труда и промышленной безопасности;
- при отсутствии оформленной надлежащим образом ТН и разового талона;
- при отсутствии в документах (паспорте, свидетельство о поверке и т.д.) на АЦ, данных о диаметре (для цилиндрических горловин) или длин сторон горловины (для горловин прямоугольной формы);
- в случае отсутствия действующего свидетельства о поверке АЦ;
- в случае отсутствия оттиска поверительного клейма на маркировочной табличке АЦ и на заклепке, крепящей указатель уровня налива;
- если АЦ, установленные на шасси автомобиля, прицеп или полуприцеп, находятся не в горизонтальном положении относительно площадки пункта налива НСЖ.



6.10.2. ПОРЯДОК ПОДГОТОВКИ И ОТПУСКА НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ В АВТОМОБИЛЬНЫЕ ЦИСТЕРНЫ

- перед проведением налива необходимо убедиться в том, что АЦ установлена на горизонтальной площадке, произведено заземление АЦ;
- проверяется визуально отсутствие нарушений полости и дополнительных вставок внутри АЦ (не предусмотренных конструкцией);
- проверяется наличие действующего свидетельства о поверке на меру полной вместимости АЦ, наличие клейма поверителя на горловине АЦ;
- проверяется наличие оттиска поверительного клейма на маркировочной табличке АЦ и на заклепке, крепящей указатель уровня налива;
- для предотвращения гидравлических ударов и проявлений статического электричества наливное устройство следует оснащать оборудованием, обеспечивающим подачу НСЖ с пониженной производительностью в начальной и завершающей стадиях налива;
- перед въездом на территорию площадки налива проверяется исправность искрогасителя на АЦ;
- перед наливом НСЖ в АЦ проверяется наличие двух исправных опломбированных огнетушителей вместимостью не менее 5 л. каждый, заземляющего устройства, ящика с сухим песком и лопаты, кошмой, АЦ оснащается знаком опасности;
- сливоналивные устройства АЦ должны быть исправными, люки должны быть снабжены стойкими к НСЖ прокладками и следует не допускать выплескивания и подтеканий НСЖ при транспортировании;
- неисправные и неукomплектованные пожарным инвентарем АЦ к наливу НСЖ не допускаются;
- для обеспечения правильного налива НСЖ водители АЦ должны пройти на ПОН инструктаж;
- налив НСЖ в АЦ осуществляется при неработающем двигателе, допускается налив при работающем двигателе в условиях отрицательных температур;
- Пломбированию подлежат АЦ, прицепы и полуприцепы, в которых перевозится НСЖ. Места пломбирования устанавливаются в зависимости от конструкции АЦ. Номера пломб заносятся в ТТН;
- информация о количестве НСЖ в единицах объема заносится в ТТН в соответствии с паспортом и свидетельством о поверке на АЦ. АЦ применяется для определения перевозимого количества НСЖ как мера полной вместимости.

6.10.3. ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ В РЕЗЕРВУАРАХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ

- измерения массы и объема НСЖ в РВС производится в соответствии с разделом 6 настоящих Типовых требований;
- РВС, применяемые для измерения НСЖ, должны иметь градуировочную таблицу;
- перед отгрузкой НСЖ в РВС должен быть обеспечен вывод РВС из технологических операций, а также проведены измерения остаточной массы НСЖ и подтоварной воды;
- при приеме НСЖ в РВС измерения выполняют после 2-х часового отстоя НСЖ по завершении приема. При несоблюдении сроков отстоя в документе, регламентирующем учет движения НСЖ на предприятии, делается отметка о фактическом времени отстоя. При невозможности проведения корректных измерений необходимо обеспечить дополнительный отстой нефти в резервуаре;
- учет количества НСЖ ежедневно ведется по массе в единицах измерений тонны, с



округлением до целых значений;

- измерение массы НСЖ неавтоматизированными СИ выполняют в соответствии с разделом 6 настоящих Типовых требований;
- измерение массы НСЖ системами измерений выполняют по индивидуальным МИ;
- массу принятой НСЖ вычисляют, как разность результатов измерений массы НСЖ в резервуаре, полученных до и после приема НСЖ, по формуле:

$$M = m_2 - m_1 \quad (44)$$

где:

M – масса НСЖ, принятой в резервуар, тонн;

m₁ – масса нефти (НСЖ) в резервуаре до приема НСЖ, тонн;

m₂ – масса нефти (НСЖ) в резервуаре после приема НСЖ, тонн.

6.10.4. ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ В ПОДЗЕМНОЙ ЕМКОСТИ, УЧАСТВУЮЩЕЙ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ

- применение данной схемы учета допускается только при наличии градуировочной таблицы на подземную емкость;
- измерения массы и объема НСЖ в подземной емкости производится в соответствии с разделом 6 настоящих Типовых требований;
- перед отгрузкой НСЖ в подземную емкость должен быть обеспечен вывод подземной емкости из технологических операций, а также проведены измерения остаточной массы нефти и подтоварной воды;
- при приеме НСЖ в подземную емкость измерения выполняют после 2-х часового отстоя нефти по завершении приема. При невозможности проведения корректных измерений необходимо обеспечить дополнительный отстой НСЖ;
- учет количества НСЖ ежедневно ведется по массе в единицах измерений тонны, с округлением до целых значений;
- измерение массы НСЖ неавтоматизированными СИ выполняют в соответствии с п. 11.1 Рекомендации МИ 3651-2021 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений косвенным методом статических измерений в горизонтальных стальных резервуарах»;
- измерение массы НСЖ автоматизированными СИ, не образующими измерительные системы, выполняют в соответствии с разделом 6 настоящих Типовых требований;
- измерение массы НСЖ измерительными системами выполняют по индивидуальным МИ;
- массу принятой НСЖ вычисляют как разность результатов измерений массы НСЖ в подземной емкости, полученных до и после приема НСЖ, по формуле:

$$M = m_2 - m_1, \quad (45)$$

где:

M – масса НСЖ, принятого в подземную емкость, тонн;

m₁ – масса НСЖ в подземной емкости до приема НСЖ, тонн;

m₂ – масса НСЖ в подземной емкости после приема НСЖ, тонн.



6.10.5. ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ МАССОВОГО РАСХОДОМЕРА

- использование данной схемы учета рекомендуется применять при откачке НСЖ из подземной емкости в технологический РВС;
- измерения массы и объема НСЖ производится в соответствии с Рекомендацией МИ 3659-2021 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений прямым методом динамических измерений» с применением массового расходомера;
- при выполнении измерений массы и объема НСЖ применяют СИ и технические средства в соответствии с п. 5 Рекомендации МИ 3659-2021 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений прямым методом динамических измерений». Условия измерений должны соответствовать п. 7 Рекомендации МИ 3659-2021 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений прямым методом динамических измерений»;
- перед отгрузкой НСЖ из подземной емкости в технологический РВС должен быть обеспечен вывод подземной емкости и РВС из технологических операций;
- для минимизации рисков выхода из строя массового расходомера и обеспечения требуемых условий измерений необходимо обеспечить наличие фильтра перед массовым расходомером;
- учет количества НСЖ ежедневно ведется по массе в единицах измерений тонны, с округлением до целых значений;
- измерение массы НСЖ выполняют в соответствии с п. 11.1 Рекомендации МИ 3659-2021 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений прямым методом динамических измерений».

6.11. ПОРЯДОК ОТБОРА ПРОБ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ

- во всех случаях учета массы нефти в НСЖ, собранную после розлива, при перемещении с кустовой площадки АЦ, производят после дополнительного отстоя. Проводят отбор проб нефти и испытания в ИЛ/ИЦ (ИХАЛ) ОГ. Определение качества незначительных розливов НСЖ, собранных с почвы не производится в случаях, когда в ОГ данный продукт комиссионно в соответствии со Стандартом Компании № ПЗ-05 С-0084 «Управление отходами» признается отходами и перевозится для утилизации или складирования на шламовые накопители.

6.12. ТРЕБОВАНИЯ К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ ОПРЕДЕЛЯЮТСЯ СТАНДАРТИЗОВАННЫМИ МЕТОДАМИ ИЛИ ДРУГИМИ МЕТОДАМИ (МЕТОДИКАМИ) ИСПЫТАНИЙ, УТВЕРЖДЕННЫМИ В ОБЩЕСТВЕ ГРУППЫ. УЧЕТ И РЕГИСТРАЦИЯ КОЛИЧЕСТВА НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ

- изменение (поступление) количества нефти, полученное на точке приема НСЖ и учтенное одним из трех указанных выше способов, участвует в общем исполнительном балансе нефти по ОГ;
- учет и отражение поступления дополнительной нефти ведется в расчетном модуле ТИС «Добыча»;
- допускается вести учет отпуска и приема НСЖ по индивидуальным МИ, аттестованными в установленном порядке.



6.13. КОНТРОЛЬНЫЕ ПРОЦЕДУРЫ

При наливке нефти (НСЖ) в АЦ:

- проверка копии свидетельства о поверке АЦ, выданного организацией, имеющей лицензию на данный вид деятельности;
- проверка наличия оттиска поверительного клейма на маркировочной табличке АЦ и на заклепке, крепящей указатель уровня налива;
- выполнение измерений и вычисления массы нефти, с применением программы расчета «Программное обеспечение к методикам измерений объема и массы нефти и нефтепродуктов», в строгом соответствии с требованиями Методики измерений МИ 3655-2021 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений в автомобильных цистернах»;
- оформление не менее одного экземпляра документа о качестве нефти (пункт 40 Таблицы 15), на основании протокола испытания пробы нефти, предоставленного ИХАЛ;
- пломбировка АЦ в соответствии с требованиями настоящих Типовых требований. При этом пломбируются наливные люки и сливной кран. Пломбы, установленные ранее на люках и кранах, через которые возможен несанкционированный отбор нефти, в случае их целостности, не заменяются. Все номера пломб отмечаются в ТТН.

При сливе нефти (НСЖ) с АЦ:

- проверка наличия пломбы в ТТН (делается запись «пломбы сверены, в наличии» и подтверждается подписью с расшифровкой) и в ТН (делается запись в разделе № 7 «Сдача груза» «Опломбировано, №..., №..., пломбы в норме» и подтверждается подписью с расшифровкой);
- проверка наполнения АЦ;
- при отклонениях уровня нефти (НСЖ) производится отбор проб в процессе слива.



7. ПОРЯДОК СНЯТИЯ НАТУРНЫХ ОСТАТКОВ НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРАХ (В ТОМ ЧИСЛЕ С НАЛИЧИЕМ ЭМУЛЬСИОННОГО СЛОЯ)

7.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

7.1.1. Учет нефти производится по количеству и показателям качества на основании информации, полученной посредством применения средств и систем измерений, имеющих действующие свидетельства о поверке и утверждении типа СИ.

7.1.2. Отбор проб на определение качественного состава нефти и передачу в ИХАЛ производится в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб».

7.2. УЧЕТНЫЕ ОПЕРАЦИИ ПРИ ЗАКРЫТИИ СУТОЧНОЙ ОТЧЕТНОСТИ

7.2.1. При расчете объема нефти, подтоварной воды, массы брутто и нетто нефти в резервуарах **на 24 часа московского времени** суток текущего месяца, косвенным методом статических измерений, вычисление и учёт производить при стандартных условиях в соответствии с разделом 6 настоящих Типовых требований по результатам измерений:

- общего уровня жидкости и уровня подтоварной воды в резервуаре с использованием стационарных уровнемеров;
- средней температуры с использованием стационарных многоточечных датчиков температуры. При отсутствии многоточечных датчиков температуры: с помощью преобразователя температуры в составе электронной рулетки одновременно с измерениями уровня или вручную путем ее измерений при отборе точечных проб;
- плотность нефти по результатам испытания в ИЛ/ИЦ (ИХАЛ) на основании текущей средней температуры в резервуаре – не реже одного раза в декаду;
- ДНС, УПСВ по утвержденному графику отбора нефти для определения качественного состава, не реже одного раза в декаду;
- ЦПС, УПН по утвержденному графику отбора нефти для определения качественного состава, не реже одного раза в декаду;
- объема нефти по градуировочной таблице на резервуар с использованием результата измерений уровня;
- содержания в нефти механических примесей, хлористых солей не реже одного раза в декаду по накопительной пробе;
- содержания воды – не реже 1 раза в декаду по объединённой пробе, отобранной в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб» (постоянно – при применении поточных влагомеров).

Примечание: При количестве дней в месяце 31 – в отчетном периоде отбор проб производить в последний день месяца.

7.3. УЧЕТНЫЕ ОПЕРАЦИИ ПРИ ИНВЕНТАРИЗАЦИИ ОСТАТКОВ НЕФТИ

7.3.1. При инвентаризации остатков нефти по состоянию **на 24 часа московского времени последнего дня месяца** измерения объема нефти и подтоварной воды в резервуарах, работники служб ОГ производят косвенным методом статических измерений. Вычисление и учёт объема нефти, подтоварной воды, массы брутто и нетто нефти определяют при



стандартных условиях в соответствии с разделом 6 настоящих Типовых требований по результатам измерений:

Общего уровня жидкости, уровня подтоварной воды, температуры и плотности в резервуаре с использованием:

- стационарных уровнемеров, либо переносными СИ уровня, имеющими действующие свидетельства о поверке и акты технического обслуживания;
- переносных СИ (электронные и (или) ручные рулетки) при отсутствии или неисправности измерительных систем, стационарных уровнемеров и автоматизированных СИ;
- плотности отобранной объединённой пробы при текущей средней температуре нефти в резервуаре;
- средней температуры по резервуару с использованием стационарных СИ температуры, при их отсутствии: переносными СИ температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$;
- объема нефти по градуировочной таблице на резервуар с использованием результата измерений уровня;
- содержания в нефти балласта (воды);
- содержания в нефти балласта (механических примесей, хлористых солей), отобранных комиссией в день инвентаризации:
 - ♦ не позднее чем за 3 суток до проведения инвентаризации, в дневное время работниками Службы ППН ОГ (Службы ДНГ ОГ) производится проверка исправности и достоверности показаний стационарных уровнемеров путем измерения уровня жидкости и уровня подтоварной воды в резервуаре с использованием рулетки с грузом (лотом) 2 класса точности или электронной рулетки с аналогичными или лучшими метрологическими характеристиками с составлением акта;
 - ♦ с резервуаров, находящихся в резерве (статике), с которыми до конца суток не планируются технологические операции, допускается выполнять измерения уровня жидкости и отбор послойных проб после 2-х часового отстоя по Межгосударственному стандарту ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб» в дневное время суток последнего дня отчетного месяца без необходимости выполнения измерений в 24:00 (мск);
- проба отбирается в специально подготовленную тару, в соответствии с правилами, установленными Межгосударственным стандартом ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб», сопровождается актом отбора проб (пункт 49 Таблицы 15 к настоящим Типовым требованиям). Акт подписывается всей РИК нефти. Проба и акт отбора проб предоставляются в ИЛ/ИЦ (ИХАЛ) ответственными работниками Службы ДНГ ОГ или Службы ППН ОГ:
 - ♦ данные об измерениях заносятся в акт снятия натуральных остатков нефти в резервуарах (пункт 30 Таблицы 15);
 - ♦ инвентаризации на удаленных ДНС, УПСВ, КНС, БКНС, на которых отсутствует ИЛ/ИЦ (ИХАЛ), производится по показаниям проб, отобранных не более чем за 3 суток до момента проведения инвентаризации. При этом ОГ должны исключить из операций с нефтью данные РВС, РВС-Э с момента отбора проб до момента проведения инвентаризации.



7.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА И КАЧЕСТВА НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРАХ

7.4.1. Количество нефти в РВС-Э с наличием эмульсионного слоя определяется работниками Службы ППН ОГ по следующей методике:

- определяется общий уровень жидкости ($h_{\text{общ}}$) и уровень подтоварной воды ($h_{\text{вод}}$) в резервуаре, согласно показаниям стационарного уровнемера или электронной рулетки;
- раздел фаз «нефть-вода» определяется по стационарному уровнемеру либо по электронной рулетке. Устойчивый сигнал о наличии воды, подаваемый электронной рулеткой, свидетельствует о разделе фаз «нефть-вода». Слой ниже раздела фаз (определенного электронной рулеткой) в учете не участвует, принимается за воду;
- настройка (калибровка) стационарных уровнемеров осуществляется по показаниям поверенной электронной рулетки на резервуарах, находящихся в режиме отстоя (в статическом режиме) не менее 2-х часов;
- производится отбор проб с уровней выше раздела фаз «вода-нефть», отбор проб осуществляется по указанной ниже методике на основании Межгосударственного стандарта ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- содержание балласта на уровне и ниже раздела фаз принимается равным 100%, содержание балласта с вышеуказанных уровней определяется ИЛ/ИЦ (ИХАЛ).

Примечание: При несоблюдении сроков отстоя в документе, регламентирующем учет движения нефти на объектах ОГ, делают отметку о фактическом времени отстоя.

7.4.2. Первую пробу необходимо отбирать на уровне выше раздела фаз на 25 см, последнюю пробу на уровне ниже верхнего уровня жидкости на 25 см. В промежуточном диапазоне нефти в РВС-Э от точки отбора первой пробы до последней (верхней) пробы через 1 метр. Объединенную пробу получают согласно Межгосударственному стандарту ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб» работники Служб ППН ОГ (ДНГ ОГ) объединенную пробу составляют на объекте где осуществлялся отбор и доставляют в ИЛ/ИЦ (ИХАЛ).

Примечание: В случае наличия нефти в РВС-Э менее 5-ти метров, промежуточный диапазон расстояния между первой и последней точками отбора проб рассчитывается, исходя из общего количества точек отбора проб равного 5-ти.

7.4.3. Для определения количества нефти пользуемся формулой:

$$M_n = (100 - W_n) / 100 * V_{гтn} * \rho / 1000 \text{ т (46)}$$

где:

M_n – количество нефти, т;

ρ – плотность нефти, приведенная к условиям измерения по среднему значению в РВС-Э, кг/м³;

W_n – содержание балласта, %;

$V_{гтn}$ – объем согласно градуировочной таблицы на уровне n , м³.

7.4.4. Среднее содержание балласта определяется по следующей формуле:

$$W_{ср} = 100 - (1000 * M_n \text{ в РВС} / ((V_{гт \text{ общ}} - V_{гт \text{ hвод}}) * \rho)) * 100, \% \text{ (47)}$$



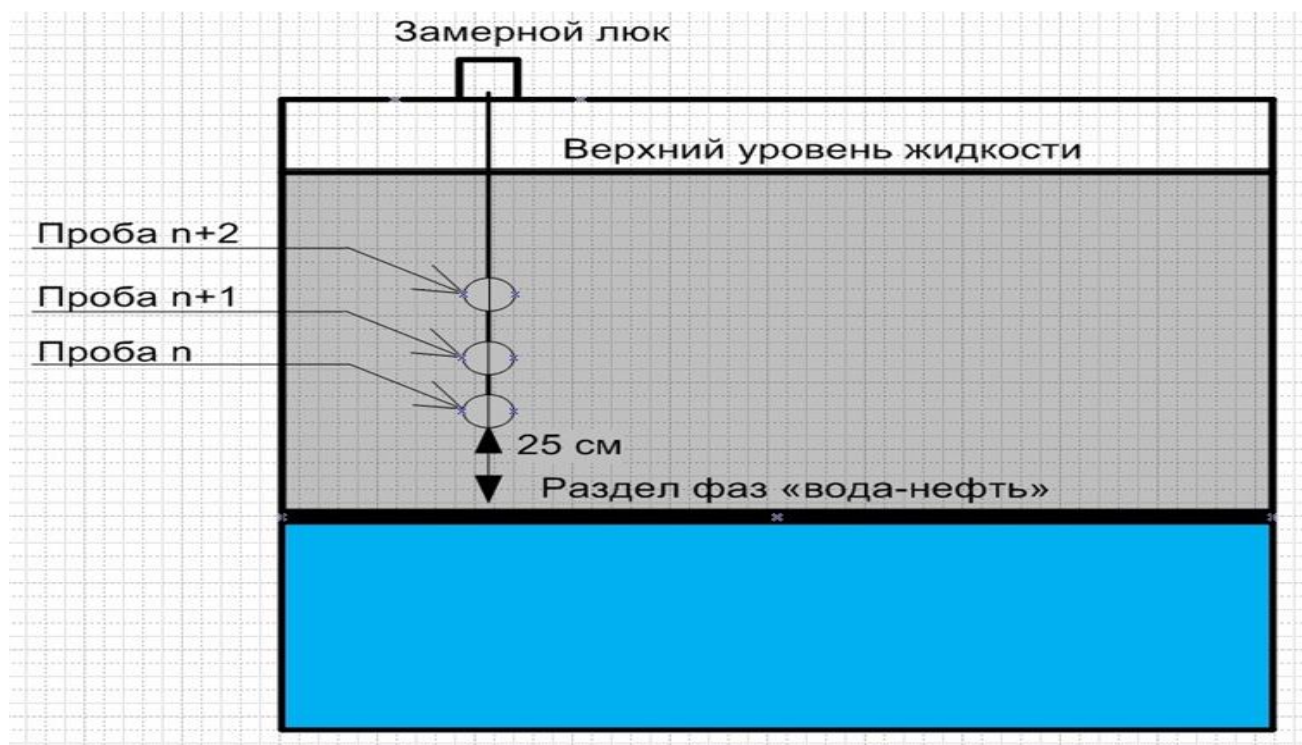


Рис. 1 Схема отбора проб в РВС-Э

Примечание: В случае наличия в РВС четкой границы раздела фаз «нефть-вода» и отсутствия эмульсионного слоя, о чем свидетельствует отсутствие прерывистого сигнала издаваемого электронной рулеткой при опускании чувствительного элемента электронной рулетки в резервуар и одномоментное появление непрерывного сигнала при соприкосновении чувствительного элемента с водой, отбор проб из РВС осуществляется в соотношении пропорции объединённой пробы нефти 1:3:1. Описанная выше методология отбора объединённой пробы через 1 метр, либо меньшее расстояние (общее количество отобранных проб при этом должно быть не менее 5-ти), для РВС с четкой границей раздела фаз не применяется. При этом для выбора метода отбора проб (1:3:1 или 1:1:1:1:1) определение верхнего уровня наличия нефти, границы раздела фаз и начала эмульсионного слоя должны определяться при помощи электронной рулетки.

При отсутствии электронной рулетки наличие нефти, границу раздела фаз и точки отбора проб определяют рулеткой с лотом при помощи водочувствительной пасты только по методу 1:1:1:1:1.



8. АЛГОРИТМЫ ИЗМЕРЕНИЙ И РАСЧЕТА МАССЫ И ОБЪЕМА НЕФТИ В СОСТАВЕ НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ СИСТЕМАМИ ИЗМЕРЕНИЙ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТАХ СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Настоящие алгоритмы применяются для оперативных узлов учета нефти и воды не имеющих собственной СОИ, МИ и аттестованных программных алгоритмов вычисления массы нетто нефти, объема нефти и воды приведенных к температуре 20°C.

8.1. АЛГОРИТМ РАСЧЁТА МАССЫ НЕТТО НЕФТИ В ТОВАРНЫХ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И БУФЕРНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ

8.1.1. Косвенным методом статических измерений массу нетто нефти в товарных, технологических и буферных РВС определяют по результатам измерений:

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

8.1.2. Косвенным методом, основанным на гидростатическом принципе, массу нетто нефти определяют по результатам измерений:

- гидростатического давления столба нефтяной смеси в резервуаре;
- уровня в резервуаре;
- объёма по градуировочной таблице на резервуар с использованием результата измерения уровня;
- содержания воды, механических примесей, хлористых солей и растворённого газа.

8.2. АЛГОРИТМ РАСЧЁТА МАССЫ НЕТТО НЕФТИ НА ОПЕРАТИВНЫХ СИСТЕМАХ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ СЫРОЙ (НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ)

8.2.1. Прямым методом динамических измерений с использованием преобразователей массового расхода, массу нетто нефти определяют по результатам измерений:

- массы с помощью преобразователей массового расхода;
- содержания воды в нефтяной смеси, механических примесей, хлористых солей, свободного и растворённого газа.

8.2.2. Косвенным методом динамических измерений массу нетто нефти определяют по результатам измерений:

- объёма с помощью преобразователей объёмного расхода, СИ температуры и давления;
- плотности с помощью поточного преобразователя плотности или лабораторным методом в отобранной пробе;
- содержания воды, механических примесей, хлористых солей, свободного и растворённого газа.



8.3. АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ОБЪЁМА ВОДЫ, ПРИВЕДЕННОГО К ТЕМПЕРАТУРЕ 20°C, НА ОПЕРАТИВНЫХ СИСТЕМАХ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА ВОДЫ

8.3.1. Прямым методом динамических измерений с использованием преобразователей объёмного расхода и СИ температуры.

8.3.2. Косвенным методом динамических измерений с использованием преобразователей массового расхода и СИ температуры.

8.4. ЛАБОРАТОРНЫЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НЕФТИ ПО ОТОБРАННОЙ ПРОБЕ. ОТБОР ПРОБ ИЗ ТРУБОПРОВОДА

8.4.1. Массовую или объёмную долю воды измеряют по Межгосударственному стандарту ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды».

8.4.2. Плотность нефти определяют по Рекомендациям по метрологии Р 50.2.075-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть и нефтепродукты. Лабораторные методы измерения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API», Межгосударственному стандарту ГОСТ 3900-2022 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности», Государственному стандарту ГОСТ Р 51069-97 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API ареометром», или рассчитывают по Рекомендациям по метрологии Р 50.2.076-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программа и таблицы приведения».

8.4.3. Массовую долю механических примесей измеряют по Межгосударственному стандарту ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей».

8.4.4. Массовую концентрацию хлористых солей измеряют по Межгосударственному стандарту ГОСТ 21534-2021 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей».

8.4.5. Содержание свободного и растворённого газа измеряют по Рекомендации МИ 2575-2000 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений» или Рекомендациям по межгосударственной стандартизации РМГ 104-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика измерений».

Примечание: Допускается содержание в нефти механических примесей, хлористых солей, свободного и растворённого газа принимать в качестве условно-постоянных величин, определённых на основании статистических и экспериментальных данных.

8.4.6. Область применения алгоритмов:

- диапазон изменения температуры от 0 °C до плюс 70 °C;
- максимальное избыточное давление НС – 6,3 МПа.

Примечание: В порядке исключения допускается применять алгоритмы раздела 1 для расчётов в диапазоне от минус 20 °C до плюс 70 °C в технологических резервуарах, при этом содержание в нефтяной смеси механических примесей, хлористых солей, растворённого газа в интервале температур от минус 20 °C до 0 °C принимают в качестве условно-постоянных величин, определённых на основании статистических и экспериментальных данных.



8.5. МЕТОД ИЗМЕРЕНИЙ – КОСВЕННЫЙ МЕТОД СТАТИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ

8.5.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ИХ УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- градуировочная таблица на резервуар, составленная при температуре +20 °С;
- уровень нефтяной смеси в резервуаре H , мм;
- уровень подтоварной воды в резервуаре h , мм (при наличии границы раздела фаз, при отсутствии $h = 0$);
- средняя температура в резервуаре при измерении объёма, t , °С ($t = t_H = t_B$ при отсутствии в резервуаре многоточечных датчиков температуры);
- средняя температура подтоварной воды в резервуаре при измерении объёма t_B , °С (измеряется многоточечными датчиками температуры);
- средняя температура нефти в резервуаре при измерении объёма t_H , °С (измеряется на основе данных многоточечных датчиков температуры);
- *давление (избыточное) в резервуаре при измерении объёма P , МПа;
- плотность обезвоженной и дегазированной нефти при стандартных условиях ρ_{H20} , кг/м³ (определяется в лаборатории, вводится пользователем);
- плотность подтоварной воды при стандартных условиях ρ_{B20} , кг/м³ (определяется в лаборатории, вводится пользователем);
- содержание воды в нефтяной смеси ϕ_B , % (определяется в лаборатории по пробе, отобранной в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб», вводится пользователем);
- массовая доля механических примесей в обезвоженной и дегазированной нефти $W_{МП}$, %;
- массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной и дегазированной нефти $\phi_{ХС}$, мг/дм³;
- *содержание растворённого газа, приведённого к стандартным условиям, в единице объёма нефтяной смеси в условиях измерений V_{PG} , м³/м³ – вводится пользователем, определяется по Рекомендациям по межгосударственной стандартизации РМГ 104-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика измерений» или Рекомендации МИ 2575-2000 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений»;
- *объёмная доля свободного газа в НС V_{SG} , % – вводится пользователем, определяется по Рекомендациям по межгосударственной стандартизации РМГ 104-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика измерений» или Рекомендации МИ 2575-2000 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений»;
- *плотность свободного газа в стандартных условиях (абсолютное давление 101325 Па, температура +20°С) ρ_G^{cy} , кг/м³ – вводится пользователем, определяется по аттестованной МИ;
- температурный коэффициент линейного расширения материала применяемого СИ уровня (необходимость введения поправки определяется технической документации на СИ) α_S , 1/°С (принимается равным 1);



- температурный коэффициент линейного расширения материала стенки резервуара $\alpha_{СТ}$, значение которого для стали принимают равным $12,5 \cdot 10^{-6}$, $1/^\circ\text{C}$.

Примечание: * Данные параметры следует учитывать в случае применения алгоритма для расчёта массы нефти в резервуарах, находящихся под давлением.

8.5.2. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫЧИСЛЕНИЙ

8.5.2.1. Объём НС в резервуаре $V_{НС}$, м^3 , вычисляют по формуле:

$$V_{НС} = (V_{ГР}^{Ж} - V_{ГР}^{ПВ}) \cdot K_{СИ}^H + V_{ПВ} \quad (48)$$

где:

$V_{ГР}^{Ж}$ – вместимость резервуара на уровне H (общий уровень нефтяной смеси в резервуаре), м^3 , определяемая по градуировочной таблице на резервуар, составленной при температуре плюс 20°C ;

$K_{СИ}^H$ – поправочный коэффициент, учитывающий температурное расширение материала применяемых СИ (для температуры t_H), рассчитываемый по формуле:

$$K_{СИ}^H = 1 + (2\alpha_{СТ} + \alpha_s) \cdot (t_H - 20) \quad (49)$$

8.5.2.2. Объём подтоварной воды в резервуаре $V_{ПВ}$, м^3 , вычисляют по формуле:

$$V_{ПВ} = V_{ГР}^{ПВ} \cdot K_{СИ}^{ПВ} \quad (50)$$

где:

$V_{ГР}^{ПВ}$ – вместимость резервуара на уровне h (уровень подтоварной воды в резервуаре), определяемая по градуировочной таблице на резервуар, составленной при температуре плюс 20°C , м^3 ;

$K_{СИ}^{ПВ}$ – поправочный коэффициент, учитывающий температурное расширение материала применяемых СИ (для температуры t_B), рассчитываемый по формуле:

$$K_{СИ}^{ПВ} = 1 + (2\alpha_{СТ} + \alpha_s) \cdot (t_B - 20) \quad (51)$$

8.5.2.3. Объём обезвоженной дегазированной нефти V_H , м^3 , вычисляют по формуле:

$$V_H = (V_{НС} - V_{ПВ}) \cdot \left(1 - \frac{\varphi_{ВГР}}{100}\right) \cdot K_{СТ} \cdot K_{РГ} \quad (52)$$

где:

$K_{СТ}$, $K_{РГ}$ – *поправочные коэффициенты, учитывающие наличие остаточного свободного и растворённого газа в нефтяной смеси, определяемые по формулам (104) и (106);

$\varphi_{ВГР}$ – содержание воды в нефти при рабочих условиях, %, рассчитываемая по формуле:

$$\varphi_{ВГР} = \frac{\varphi_B \cdot K_{Бт} \cdot K_{Вр}}{\frac{\varphi_B \cdot K_{Бт} \cdot K_{Вр}}{100} + \left(1 - \frac{\varphi_B}{100}\right) \cdot K_{Нт} \cdot K_{Нр} \cdot K_{РГ}} \quad (53)$$



где:

K_{pg}^* – поправочный коэффициент, учитывающий влияние растворенного газа, определяется по формуле (106);

K_{Bt}, K_{Bp}^* – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние давления и температуры на воду, рассчитываются по формулам (112) и (113), рассчитываемые для температуры t_H ;

K_{Ht}, K_{Hp}^* – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние давления и температуры на нефть, рассчитываются по формулам (121) и (120).

Примечание: Сначала нужно определить ρ_{15} по п. 18, рассчитываемые для температуры t_H .

Примечание:* Данные параметры следует учитывать в случае применения алгоритма для расчета массы нефти в резервуарах, находящихся под давлением.

8.5.2.4. Суммарный объем воды в нефтяной смеси V_B , м³, вычисляют по формуле:

$$V_B = (V_{HC} - V_{PB}) \cdot \frac{\varphi_{Btp}}{100} + V_{PB} \quad (54)$$

8.5.2.5. Суммарный объем воды в нефтяной смеси при стандартных условиях V_{B20} , м³, вычисляют по формуле:

$$V_{B20} = (V_{HC} - V_{PB}) \cdot \frac{\varphi_{Btp}}{100} \cdot K_{Bt} \cdot K_{Bp} + V_{PB} K_{PBt}^{PB} \cdot K_{Bp}^{PB} \quad (55)$$

где:

$K_{Bt}^{PB}, K_{Bp}^{PB}^*$ – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние давления и температуры на воду, рассчитываются по формулам (112) и (111), рассчитываемые для температуры t_B .

8.5.2.6. Суммарное содержание воды в нефтяной смеси φ_B^{CUM} , %, вычисляют по формуле:

$$\varphi_B^{CUM} = \frac{V_B}{V_{HC}} \cdot 100\% \quad (56)$$

8.5.2.7. Массу воды m_B , т, вычисляют по формуле:

$$m_B = V_{B20} \cdot \rho_{B20} / 1000 \quad (57)$$

где:

ρ_{B20} – плотность воды при стандартных условиях, кг/м³.

8.5.2.8. Массу обезвоженной дегазированной нефти M , т, вычисляют по формуле:

$$M = V_{H20} \cdot \rho_{H20} / 1000 \quad (58)$$

8.5.2.9. Массу нетто нефти m , т, вычисляют по формуле:

$$m = M \cdot \left(1 - \frac{W_{XC} + W_{МП}}{100} \right) \quad (59)$$



где:

W_{XC} – массовая доля хлористых солей, %;

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей, %, определяют по Межгосударственному стандарту ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей».

8.5.2.10. Массовую долю хлористых солей вычисляют по формуле:

$$W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{XC}}{\rho_{H20}} \quad (60)$$

8.5.3. ФОРМА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ВЫЧИСЛЕНИЙ

8.5.3.1. Форма протокола результатов вычислений внесена в расчетный модуль ТИС «Добыча».

8.5.3.2. Работники служб ОГ в протокол заносят конечные результаты вычислений:

- значение объема обезвоженной дегазированной нефти при стандартных условиях, выраженное в кубических метрах (m^3) и округлённое до одного десятичного знака;
- значение массы обезвоженной дегазированной нефти, выраженное в тоннах (т) и округлённое до третьего знака после запятой;
- значение массы нетто нефти, выраженное в тоннах (т) и округлённое до третьего знака после запятой;
- значение объема воды при стандартных условиях, выраженное в кубических метрах (m^3) и округлённое до одного десятичного знака;
- значение массы воды, выраженное в тоннах (т) и округлённое до третьего знака после запятой.

8.6. МЕТОД ИЗМЕРЕНИЙ – КОСВЕННЫЙ МЕТОД, ОСНОВАННЫЙ НА ГИДРОСТАТИЧЕСКОМ ПРИНЦИПЕ

8.6.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ИХ УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- градуировочная таблица на резервуар, составленная при температуре плюс 20°C;
- уровень нефтяной смеси в резервуаре Н, мм;
- гидростатическое давление столба НС РГ, Па;
- уровень подтоварной воды в резервуаре h, мм (при наличии границы раздела фаз и при отсутствии h = 0);
- средняя температура нефтяной смеси в резервуаре при измерении объема, t, °C ($t = t_H = t_B$ при отсутствии в резервуаре многоточечных датчиков температуры);
- средняя температура подтоварной воды в резервуаре при измерении объема t_B , °C (измеряется многоточечными датчиками температуры);
- средняя температура нефти в резервуаре при измерении объема t_H , °C (измеряется многоточечными датчиками температуры);
- *давление (избыточное) в резервуаре Р, МПа при измерении объема;
- содержание воды в нефти фВ, %;
- массовая доля механических примесей в нефти WМП, %;



- массовая концентрация хлористых солей в нефти $\chi_{ХС}$, мг/дм³;
- *содержание растворённого газа, приведённого к стандартным условиям, в единице объёма нефти в условиях измерений V_{PG} , м³/м³;
- * объёмная доля свободного газа в нефти V_{CG} , %;
- плотность обезвоженной и дегазированной нефти при стандартных условиях ρ_{H20} , кг/м³;
- плотность подтоварной воды при стандартных условиях ρ_{B20} , кг/м³;
- плотность газа при стандартных условиях $\rho_{Г20}$, кг/м³;
- температурный коэффициент линейного расширения материала применяемого СИ уровня (необходимость введения поправки определяется технической документации на СИ) α_S , 1/°C (принимается равным 1);
- температурный коэффициент линейного расширения материала стенки резервуара $\alpha_{СТ}$, значение которого для стали принимают равным $12,5 \times 10^{-6}$, 1/°C.

Примечание. Данные параметры следует учитывать в случае применения алгоритма для расчёта массы и объёма нефтяной смеси в резервуарах, находящихся под давлением.*

8.6.2. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫЧИСЛЕНИЙ

8.6.2.1. Массу НС в резервуаре вычисляют по формуле:

$$M_{HC} = \frac{1}{g} \cdot P_{Г} \cdot S_{cp} \quad (61)$$

где:

g – ускорение силы тяжести, м/с²;

S_{cp} – средняя площадь поперечного сечения наполненной части резервуара, м².

8.6.2.2. Среднюю площадь вычисляют по формуле:

$$S_{cp} = \frac{V_{ГР}^{Ж} \cdot [1 + 2\alpha_{СТ} \cdot (t_{СТ} - 20)]}{H} \quad (62)$$

где:

$V_{ГР}^{Ж}$ – вместимость резервуара на уровне H , определяемая по градуировочной таблице на резервуар, м³;

$\alpha_{СТ}$ – температурный коэффициент линейного расширения материала стенки резервуара, значение которого для стали принимают равным $12,5 \cdot 10^{-6}$, 1/°C;

$t_{СТ}$ – температура стенки резервуара, °C, принимаемая равной температуре НС; $t_{СТ} = t$.

8.6.2.3. Объём НС в резервуаре V_{HC} , м³, вычисляют по формуле:

$$V_{HC} = (V_{ГР}^{Ж} - V_{ГР}^{ПВ}) \cdot K_{СИ}^H + V_{ПВ} \quad (63)$$

где:

$V_{ГР}^{Ж}$ – вместимость резервуара на уровне H (общий уровень нефтяной смеси в резервуаре), м³, определяемая по градуировочной таблице на резервуар, составленной при температуре плюс 20 °C;

$K_{СИ}^H$ – поправочный коэффициент, учитывающий температурное расширение материала применяемых СИ (для температуры t_H), рассчитываемый по формуле:



$$K_{CH}^H = 1 + (2\alpha_{CT} + \alpha_s) \cdot (t_H - 20) \quad (64)$$

8.6.2.4. Объем подтоварной воды в резервуаре $V_{ПВ}$, м³, вычисляют по формуле:

$$V_{ПВ} = V_{ГР}^{ПВ} \cdot K_{CH}^{ПВ} \quad (65)$$

где:

$V_{ГР}^{ПВ}$ – вместимость резервуара на уровне h (уровень подтоварной воды в резервуаре), определяемая по градуировочной таблице на резервуар, составленной при температуре плюс 20 °С, м³;

K_{CH}^B – поправочный коэффициент, учитывающий температурное расширение материала применяемых СИ (для температуры t_B), рассчитываемый по формуле:

$$K_{CH}^B = 1 + (2\alpha_{CT} + \alpha_s) \cdot (t_B - 20) \quad (66)$$

8.6.2.5. Объем обезвоженной дегазированной нефти V_H , м³, вычисляют по формуле:

$$V_H = (V_{НС} - V_{ПВ}) \cdot \left(1 - \frac{\varphi_{ВГР}}{100}\right) \cdot K_{CG} \cdot K_{PG} \quad (67)$$

где:

K_{CG}, K_{PG} – *поправочные коэффициенты, учитывающие наличие остаточного свободного и растворённого газа в НС, определяемые по формулам (104) и (106);

$\varphi_{ВГР}$ – содержание воды в нефти при рабочих условиях, %, рассчитываемая по формуле:

$$\varphi_{ВГР} = \frac{\varphi_B \cdot K_{Bt} \cdot K_{Bp}}{\frac{\varphi_B \cdot K_{Bt} \cdot K_{Bp}}{100} + \left(1 - \frac{\varphi_B}{100}\right) \cdot K_{Ht} \cdot K_{Hp} \cdot K_{PG}} \quad (68)$$

где:

K_{PG}^* – поправочный коэффициент, учитывающий влияние растворенного газа, определяется по формуле (106);

K_{Bt}, K_{Bp}^* – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние давления и температуры на воду, рассчитываются по формулам (112) и (111), (для температуры t_H);

K_{Ht}, K_{Hp}^* – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние давления и температуры на нефть, рассчитываются по формулам (121) и (120).

Примечание: Сначала определяется ρ_{15} по п. 6.18 (для температуры t_H).

Примечание: * Данные параметры следует учитывать в случае применения алгоритма для расчета массы нефти в резервуарах, находящихся под давлением.

8.6.2.6. Суммарный объем воды в нефтяной смеси V_B , м³, вычисляют по формуле:

$$V_B = (V_{НС} - V_{ПВ}) \cdot \frac{\varphi_{ВГР}}{100} + V_{ПВ} \quad (69)$$

8.6.2.7. Суммарный объем воды в нефтяной смеси при стандартных условиях V_{B20} , м³, вычисляют по формуле:



$$V_{B20} = (V_{HC} - V_{ПВ}) \cdot \frac{\varphi_{Btp}}{100} \cdot K_{Bt} \cdot K_{Bp} + V_{ПВ} K_{Bt}^{ПВ} \cdot K_{Bp}^{ПВ} \quad (70)$$

где:

$K_{Bt}^{ПВ}, K_{Bp}^{ПВ} *$ – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние давления и температуры на воду, рассчитываются по формулам (112) и (111), рассчитываемые для температуры t_B .

8.6.2.8. Суммарное содержание воды в нефтяной смеси $\varphi_B^{СУМ}$, %, вычисляют по формуле:

$$\varphi_B^{СУМ} = \frac{V_B}{V_{HC}} \cdot 100\% \quad (71)$$

8.6.2.9. Массу воды m_B , т, вычисляют по формуле:

$$m_B = V_{B20} \cdot \rho_{B20} / 1000, \quad (72)$$

где:

ρ_{B20} – плотность воды при стандартных условиях, кг/м³.

8.6.2.10. Массу обезвоженной дегазированной нефти M , т, вычисляют по формуле:

$$M = V_{H20} \cdot \rho_{H20} / 1000 \quad (73)$$

8.6.2.11. Массу нетто нефти m , т, вычисляют по формуле:

$$m = M \cdot \left(1 - \frac{W_{XC} + W_{МП}}{100} \right) \quad (74)$$

где:

W_{XC} – массовая доля хлористых солей, %;

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей, %, определяют по Межгосударственному стандарту ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей».

8.6.2.12. Массовую долю хлористых солей вычисляют по формуле:

$$W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{XC}}{\rho_{H20}} \quad (75)$$

8.6.3. ФОРМА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ВЫЧИСЛЕНИЙ

8.6.3.1. Форма протокола представления результатов вычислений определяется внутренними документами ОГ.

8.6.3.2. В протокол заносят конечные результаты вычислений:

- значение объёма обезвоженной дегазированной нефти при стандартных условиях, выраженное в кубических метрах (м³) и округлённое до одного десятичного знака;
- значение массы обезвоженной дегазированной нефти, выраженное в тоннах (т) и округлённое до третьего знака после запятой;
- значение массы нетто нефти, выраженное в тоннах (т) и округлённое до третьего знака после запятой;
- значение объёма воды при стандартных условиях, выраженное в кубических метрах (м³) и округлённое до одного десятичного знака;



- значение массы воды, выраженное в тоннах (т) и округлённое до третьего знака после запятой.

8.7. АЛГОРИТМ РАСЧЁТА ОБЪЁМОВ НЕФТИ И ВОДЫ, ПРИВЕДЁННЫХ К ТЕМПЕРАТУРЕ 20°C, И МАССЫ НЕТТО НЕФТИ НА ОПЕРАТИВНЫХ СИСТЕМАХ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ СЫРОЙ (НЕФТЕГАЗОВОДОЯНОЙ СМЕСИ)

8.7.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ИХ УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

8.7.1.1. СИКНС оснащена поточными СИ: объемным расходомером-счётчиком жидкости, поточным плотномером, поточным влагомером, датчиками давления и температуры.

8.7.1.2. Исходные данные:

- объём $V_{НС}$, м³, измеренный объемным расходомером-счётчиком жидкости в рабочих условиях (данные от преобразователя объемного расхода);
- температура t_v , °C, соответствующая условиям измерений $V_{НС}$ (данные от датчика температуры измерительной линии);
- избыточное давление P_v , МПа, соответствующее условиям измерений $V_{НС}$ (данные от датчика давления измерительной линии);
- содержание объемной доли воды в рабочих условиях, $\varphi_{вп}$, %, измеренное влагомером (данные от влагомера в БИК);
- содержание объемной доли воды в стандартных условиях, φ_b , %, измеренное в лаборатории (вводится пользователем, используется, если нет данных от влагомера);
- плотность НС $\rho_{п}$, кг/м³, измеренная поточным плотномером в БИК (данные от плотномера в БИК);
- температура $t_{БИК}$, °C, соответствующая условиям измерений $\rho_{п}$ (данные от датчика температуры БИК);
- избыточное давление $P_{БИК}$, МПа, соответствующее условиям измерений $\rho_{п}$ (данные от датчика давления БИК);
- содержание растворённого газа, приведённого к стандартным условиям, в единице объёма НС в условиях измерений $V_{РГ}$, м³/м³ – вводится пользователем, определяется по Рекомендациям по межгосударственной стандартизации РМГ 104-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика измерений» или Рекомендации МИ 2575-2000 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений»;
- объемная доля свободного газа в НС $V_{СГ}$, % – вводится пользователем, определяется по Рекомендациям по межгосударственной стандартизации РМГ 104-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика измерений» или Рекомендации МИ 2575-2000 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений»;



- плотность свободного газа в стандартных условиях (абсолютное давление 101325 Па, температура +20°C) ρ_{Γ}^{cy} , кг/м³ – вводится пользователем, определяется по аттестованной МИ;
- плотность обезвоженной дегазированной нефти в стандартных условиях (абсолютное давление 101325 Па, температура +20°C) ρ_{H20} , кг/м³ – вводится пользователем, определяется в лаборатории;
- плотность пластовой (подтоварной) воды в стандартных условиях (абсолютное давление 101325 Па, температура +20°C) ρ_{H20} , кг/м³ – вводится пользователем, определяется в лаборатории;
- массовая доля механических примесей в обезвоженной и дегазированной нефти WMП, % (вводится пользователем, определяется в лаборатории);
- массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной и дегазированной нефти фХС, мг/дм³ (вводится пользователем, определяется в лаборатории).

8.7.2. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫЧИСЛЕНИЙ

8.7.2.1. Массу нефтяной смеси вычисляют по формуле:

$$M_{HC} = V_{HC} \cdot \rho_{HC} \quad (76)$$

где:

ρ_{HC} – плотность НС в условиях измерения V_{HC} , рассчитываемая по формуле:

$$\rho_{HC} = \rho_{\Pi} \cdot [1 + \beta_{HC} \cdot (t_{БИК} - t_V)] \cdot [1 - \gamma_{HC} \cdot (P_{БИК} - P_V)] \quad (77)$$

где:

β_{HC} , γ_{HC} – коэффициенты объемного расширения и сжимаемости нефтяной смеси, рассчитываемые по формулам:

$$\beta_{CH} = \beta_t \left(1 - \frac{\varphi_{Втр}}{100} \right) + \beta_B \frac{\varphi_{Втр}}{100} \quad (78)$$

$$\gamma_{HC} = \gamma_t \left(1 - \frac{\varphi_{Втр}}{100} \right) + \gamma_B \frac{\varphi_{Втр}}{100} \quad (79)$$

где:

β_B, γ_B – берут из Таблиц 12 и 13 соответственно;

γ_t рассчитывают по формуле (116), β_t рассчитывают по формуле (118).

Примечание: Сначала нужно определить ρ_{15} по алгоритму п. 8.18 настоящих Типовых требований.

8.7.2.2. Объем обезвоженной дегазированной нефти V_H , м³, вычисляют по формуле:

$$V_H = V_{HC} \cdot (1 - \varphi_{Втр} / 100) \cdot K_{CG} \cdot K_{PG} \quad (80)$$

где:

$\varphi_{Втр}$ – содержание воды в нефтяной смеси в рабочих условиях, %;

K_{CG}, K_{PG} – поправочные коэффициенты, учитывающие наличие свободного и растворённого газа, соответственно, рассчитываются по формулам (104) и (106) соответственно.



8.7.2.3. Если отсутствуют данные от влагомера, объёмную долю воды в нефтяной смеси в рабочих условиях φ_{BtP} , %, вычисляют по формуле:

$$\varphi_{Btp} = \frac{\varphi_B \cdot K_{Bt} \cdot K_{Bp}}{\frac{\varphi_B \cdot K_{Bt} \cdot K_{Bp}}{100} + \left(1 - \frac{\varphi_B}{100}\right) \cdot K_{Ht} \cdot K_{Hp} \cdot K_{PG}} \quad (81)$$

где:

K_{PG} – поправочный коэффициент, учитывающий влияние растворенного газа, определяется по формуле (106);

K_{Bt}, K_{Bp} – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние давления и температуры на воду, рассчитываются по формулам (112) и (111);

K_{Ht}, K_{Hp} – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние давления и температуры на нефть, рассчитываются по формулам (121) и (120).

Примечание: Сначала нужно определить ρ_{15} по п. 8.18 настоящих Типовых требований.

8.7.2.4. Объём обезвоженной дегазированной нефти при стандартных условиях V_{H20} , м³, вычисляют по формуле (123).

8.7.2.5. Объём воды в нефтяной смеси в рабочих условиях V_B , м³, вычисляют по формуле:

$$V_B = V_{HC} \cdot K_{CG} \cdot \varphi_{BtP} / 100 \quad (82)$$

Объём воды в нефтяной смеси при стандартных условиях V_{B20} , м³, вычисляют по формуле:

$$V_{B20} = V_B \cdot K_{Bt} \cdot K_{BP} \quad (83)$$

Массу пластовой воды m_B , т, вычисляют по формуле:

$$m_B = V_{B20} \cdot \rho_{B20} \quad (84)$$

где:

ρ_{B20} – плотность пластовой воды при стандартных условиях, кг/м³.

8.7.2.6. Массу обезвоженной дегазированной нефти M , т, вычисляют по формуле:

$$M = V_{H20} \cdot \rho_{H20} / 1000 \quad (85)$$

8.7.2.7. Массу нетто нефти m , кг, вычисляют по формуле:

$$m = M \cdot \left(1 - \frac{W_{XC} + W_{МП}}{100}\right), \quad (86)$$

где:

W_{XC} – массовая доля хлористых солей примесей, %;

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей, %, определяют по Межгосударственному стандарту ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей».

8.7.2.8. Массовую долю хлористых солей вычисляют по формуле:

$$W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{XC}}{\rho_{H20}} \quad (87)$$



8.7.3. ФОРМА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ВЫЧИСЛЕНИЙ

8.7.3.1. Форма протокола представления результатов вычислений определяется внутренними документами ОГ.

8.7.3.2. В протокол заносят конечные результаты вычислений:

- значение объёма обезвоженной дегазированной нефти при стандартных условиях, выраженное в кубических метрах (м^3) и округлённое до одного десятичного знака;
- значение массы обезвоженной дегазированной нефти, выраженное в тоннах (т) и округлённое до третьего знака после запятой;
- значение массы нетто нефти, выраженное в тоннах (т) и округлённое до третьего знака после запятой;
- значение массы НС, выраженное в тоннах (т) и округлённое до третьего знака после запятой;
- значение объёма воды при стандартных условиях, выраженное в кубических метрах (м^3) и округлённое до одного десятичного знака;
- значение массы воды, выраженное в тоннах (т) и округлённое до третьего знака после запятой.

8.8. МЕТОД ИЗМЕРЕНИЙ – КОСВЕННЫЙ МЕТОД ДИНАМИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ

8.8.1. СХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ИХ УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

8.8.1.1. СИКНС оснащена поточными СИ: объемным расходомером-счётчиком жидкости, датчиками давления и температуры, остальные исходные данные определяют лабораторными методами.

8.8.1.2. Исходные данные:

- объём $V_{НС}$, м^3 , измеренный объемным расходомером-счётчиком жидкости в рабочих условиях;
- температура нефтяной смеси t , $^{\circ}\text{C}$, при измерениях объёма;
- избыточное давление P , МПа, при измерениях объёма;
- плотность обезвоженной и дегазированной нефти $\rho_{Н20}$, $\text{кг}/\text{м}^3$, при стандартных условиях (вводится пользователем, определяется в лаборатории);
- плотность пластовой воды при стандартных условиях $\rho_{В20}$, $\text{кг}/\text{м}^3$ (вводится пользователем, определяется в лаборатории);
- плотность газа при стандартных условиях ρ_G^{cv} , $\text{кг}/\text{м}^3$ (вводится пользователем, определяется по аттестованной МИ);
- содержание воды в дегазированной нефти φ_B , %, при стандартных условиях (вводится пользователем, определяется в лаборатории);
- массовая доля механических примесей в обезвоженной и дегазированной нефти $WMП$, % (вводится пользователем, определяется в лаборатории);
- массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной и дегазированной нефти $\varphi_{ХС}$, $\text{мг}/\text{дм}^3$ (вводится пользователем, определяется в лаборатории);
- объёмная доля свободного газа в нефтяной смеси $VСГ$, % (вводится пользователем, определяется по Рекомендациям по межгосударственной стандартизации РМГ 104-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика измерений» или Рекомендации МИ 2575-2000



«Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений»);

- содержание растворённого газа, приведённого к стандартным условиям, в единице объёма нефтяной смеси в условиях измерений ВРГ, м³/м³ (вводится пользователем, определяется по Рекомендациям по межгосударственной стандартизации РМГ 104-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика измерений» или Рекомендации МИ 2575-2000 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений»).

Примечание: Объем $V_{НС}$ измеряют с применением объемного расходомера-счётчика жидкости только при содержании объёмной доли свободного газа в нефтяной смеси $V_{СГ}$ не более 3 %.

8.8.2. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫЧИСЛЕНИЙ

8.8.2.1. Объём обезвоженной дегазированной нефти V_H , м³, вычисляют по формуле:

$$V_H = V_{НС} \cdot (1 - \varphi_{Впр} / 100) \cdot K_{СГ} \cdot K_{РГ} \quad (88)$$

где:

$\varphi_{Впр}$ – содержание воды в нефтяной смеси в рабочих условиях, %;

$K_{СГ}$, $K_{РГ}$ – поправочные коэффициенты, учитывающие наличие свободного и растворённого газа, соответственно, рассчитываются по формулам (104) и (106) соответственно.

8.8.2.2. Объёмную долю воды в НС в рабочих условиях $\varphi_{ВтР}$, %, вычисляют по формуле:

$$\varphi_{Впр} = \frac{\varphi_B \cdot K_{Вт} \cdot K_{Вр}}{\frac{\varphi_B \cdot K_{Вт} \cdot K_{Вр}}{100} + \left(1 - \frac{\varphi_B}{100}\right) \cdot K_{Нт} \cdot K_{Нр} \cdot K_{РГ}} \quad (89)$$

где:

$K_{РГ}$ – поправочный коэффициент, учитывающий влияние растворенного газа, определяется по формуле (106);

$K_{Вт}$, $K_{Вр}$ – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние давления и температуры на воду, рассчитываются по формулам (112) и (111);

$K_{Нт}$, $K_{Нр}$ – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние давления и температуры на нефть, рассчитываются по формулам (121) и (120).

Примечание: Сначала нужно определить ρ_{15} по п. 8.18 настоящих Типовых требований.

8.8.2.3. Объём обезвоженной дегазированной нефти при стандартных условиях $V_{Н20}$, м³, вычисляют по формуле (123).

8.8.2.4. Объём воды в нефтяной смеси в рабочих условиях V_B , м³, вычисляют по формуле:

$$V_B = V_{НС} \cdot K_{СГ} \cdot \varphi_{ВтР} / 100 \quad (90)$$



8.8.2.5. Объем воды в нефтяной смеси при стандартных условиях V_{B20} , м³, вычисляют по формуле:

$$V_{B20} = V_B \cdot K_{Bt} \cdot K_{BP} \quad (91)$$

8.8.2.6. Массу пластовой воды m_B , т, вычисляют по формуле:

$$m_B = V_{B20} \cdot \rho_{B20} \quad (92)$$

где:

ρ_{B20} – плотность пластовой воды при стандартных условиях, кг/м³.

8.8.2.7. Массу обезвоженной дегазированной нефти M , т, вычисляют по формуле:

$$M = V_{H20} \cdot \rho_{H20} / 1000 \quad (93)$$

8.8.2.8. Массу нетто нефти m , кг, вычисляют по формуле:

$$m = M \cdot \left(1 - \frac{W_{XC} + W_{МП}}{100} \right) \quad (94)$$

где:

W_{XC} – массовая доля хлористых солей примесей, %;

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей, %, определяют по Межгосударственному стандарту ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей».

8.8.2.9. Массовую долю хлористых солей вычисляют по формуле:

$$W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{XC}}{\rho_{H20}} \quad (95)$$

где:

φ_{XC} – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³, определяют по Межгосударственному стандарту ГОСТ 21534-2021 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей».

8.8.3. ФОРМА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ВЫЧИСЛЕНИЙ

8.8.3.1. Форма протокола представления результатов вычислений определяется внутренними документами ОГ.

8.8.3.2. В протокол заносят конечные результаты вычислений:

- значение объема обезвоженной дегазированной нефти при стандартных условиях, выраженное в кубических метрах (м³) и округлённое до одного десятичного знака;
- значение массы обезвоженной дегазированной нефти, выраженное в тоннах (т) и округлённое до третьего знака после запятой;
- значение массы нетто нефти, выраженное в тоннах (т) и округлённое до третьего знака после запятой;
- значение объема воды при стандартных условиях, выраженное в кубических метрах (м³) и округлённое до одного десятичного знака;
- значение массы воды, выраженное в тоннах (т) и округлённое до третьего знака после запятой.



8.9. МЕТОД ИЗМЕРЕНИЙ – ПРЯМОЙ МЕТОД ДИНАМИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ

8.9.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ИХ УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

8.9.1.1. СИКНС оснащена преобразователем массового расхода, поточным влагомером, поточным плотномером и датчиками давления и температуры.

8.9.1.2. Исходные данные:

- масса нефтяной смеси $M_{НС}$, т, измеренная преобразователем массового расхода (в рабочих условиях);
- температура в измерительной линии t , °C (данные от датчика температуры, установленного в измерительной линии);
- избыточное давление в измерительной линии P , МПа (данные от датчика давления);
- плотность нефтяной смеси в рабочих условиях, измеренная каналом измерений плотности преобразователя массового расхода, $\rho_{НС}$, кг/м³ (данные от канала плотности массового расходомера)*;
- объёмная доля воды в нефтяной смеси (влагосодержание), фВtP, %, измеренная поточным влагомером в рабочих условиях в БИК;
- плотность обезвоженной и дегазированной нефти при стандартных условиях $\rho_{Н20}$, кг/м³ (вводится пользователем, определяется в лаборатории);
- плотность подтоварной или пластовой воды при стандартных условиях $\rho_{В20}$, кг/м³ (вводится пользователем, определяется в лаборатории);
- массовая доля механических примесей в обезвоженной и дегазированной нефти $WMП$, % (вводится пользователем, определяется в лаборатории);
- массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной и дегазированной нефти $\phi_{ХС}$, мг/дм³ (вводится пользователем, определяется в лаборатории);
- содержание растворённого газа, приведённого к стандартным условиям, в единице объёма нефти $V_{РГ}$, м³/м³ (вводится пользователем, определяется по Рекомендации МИ 2575-2000 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений» или Рекомендациям по межгосударственной стандартизации РМГ 104-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика измерений»);
- объёмная доля свободного газа в нефтяной смеси при стандартных условиях $V_{сг}$, %, (вводится пользователем, определяется по Рекомендации МИ 2575-2000 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений» или Рекомендациям по межгосударственной стандартизации РМГ 104-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика измерений»);
- плотность свободного газа в стандартных условиях (абсолютное давление 101325 Па, температура +20°C) $\rho_{Г}^{сy}$, кг/м³ – вводится пользователем, определяется по аттестованной МИ.

Примечание: * $\rho_{НС}$ следует использовать, если отсутствует свободный газ.



8.9.2. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫЧИСЛЕНИЙ

8.9.2.1. Массу нетто нефти m , т, вычисляют по формуле:

$$m = M_{HC} \cdot \left(1 - \frac{W_{CG}}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{W_{PG}}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{W_B}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{W_{XC} + W_{МП}}{100}\right) \quad (96)$$

где:

W_{CG} – массовая доля остаточного свободного газа в нефти, %, вычисляемая по формуле (4-6);

W_{PG} – массовая доля растворенного газа, %, определяемая по формуле (110);

W_B – массовая доля воды в нефти, %, вычисляемая по результатам измерений φ_{BIP} , %, измеренной поточным влагомером, по формуле:

$$W_B = \frac{\varphi_{BIP} \cdot \rho_B}{\left(1 - \frac{\varphi_{BIP}}{100}\right) \rho_H^{PG} + \frac{\varphi_{BIP}}{100} \rho_B} \quad (97)$$

где:

ρ_H^{PG} – плотность нефти, содержащей в себе растворенный газ, кг/м³, приведенная к условиям ИЛ/ИЦ;

ρ_B – плотность пластовой воды, кг/м³, приведенная к условиям ИЛ/ИЦ по формуле (114), или, в случае, если отсутствует свободный газ ($V_{CG} = 0$ %), для определения W_B допускается использовать формулу:

$$W_B = \frac{\varphi_{BIP} \cdot \rho_B}{\rho_{HC}} \quad (98)$$

где:

W_{XC} – массовая доля хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %, измеряемая стандартизованным методом или по аттестованной в установленном порядке МИ, или по формуле:

$$W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{XC}}{\rho_{H20}} \quad (99)$$

8.9.2.2. Объем обезвоженной дегазированной нефти V_{H20} , м³, приведенный к стандартным условиям, вычисляют по формуле:

$$V_{H20} = 1000 \cdot m / \rho_{H20} \quad (100)$$

8.9.2.3. Объем пластовой (подтоварной) воды, приведенный к стандартным условиям, V_{B20} , м³, определяют по формуле:

$$V_{B20} = \frac{1000}{\rho_{B20}} \cdot M_{HC} \cdot \left(1 - \frac{W_{CG}}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{W_{PG}}{100}\right) \cdot \frac{W_B}{100} \quad (101)$$



8.9.3. ФОРМА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ВЫЧИСЛЕНИЙ

8.9.3.1. Форма протокола представления результатов вычислений определяется внутренними документами ОГ.

8.9.3.2. В протокол заносят конечные результаты вычислений – значение массы нефтяной смеси, выраженное в тоннах (т) с точностью до третьего знака после запятой:

- значение массы нетто нефти, выраженное в тоннах (т) с точностью до третьего знака после запятой;
- значение объёма обезвоженной дегазированной нефти при стандартных условиях, выраженное в кубических метрах (м³) и округлённое до одного десятичного знака.

8.10. АЛГОРИТМ РАСЧЁТА ОБЪЁМА ВОДЫ, ПРИВЕДЕННОГО К ТЕМПЕРАТУРЕ 20°C, НА ОПЕРАТИВНЫХ СИСТЕМАХ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА ВОДЫ

8.10.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ИХ УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

8.10.1.1. СИКВ оснащена поточным объёмным расходомером-счётчиком жидкости.

8.10.1.2. Исходные данные:

- объём воды V_B , м³ при температуре t_V и давлении P_V ;
- температура воды при измерении объёма t_V , °C;
- давление (избыточное) воды при измерении объёма P_V , МПа;
- коэффициент объёмного расширения воды при температуре t_V в рабочих условиях β_B , 1/°C;
- коэффициент сжимаемости воды в рабочих условиях γ_B , 1/МПа.

8.10.2. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫЧИСЛЕНИЙ

8.10.2.1. Объём воды V_{B20} , м³, при стандартных условиях вычисляют по формуле (113).

8.10.2.2. Массу воды m_B , т, вычисляют по формуле:

$$m_B = V_{B20} \cdot \rho_{B20} / 1000 \quad (102)$$

где:

ρ_{B20} – плотность воды при стандартных условиях кг/м³, определенная в лаборатории и введенная пользователем.

8.10.3. ФОРМА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ВЫЧИСЛЕНИЙ

8.10.3.1. Форма протокола представления результатов определяется внутренними документами ОГ.

8.10.3.2. В протокол заносят конечные результаты вычислений:

- значение объёма воды при стандартных условиях, выраженное в кубических метрах (м³) и округлённое до одного десятичного знака;
- значение массы воды, выраженное в тоннах (т) с точностью до третьего знака после запятой.

8.11. МЕТОД ИЗМЕРЕНИЙ – КОСВЕННЫЙ МЕТОД ДИНАМИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ

8.11.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ИХ УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

8.11.1.1. СИКВ оснащена преобразователем массового расхода.



8.11.1.2. Исходные данные:

- масса воды m_B , т (данные от преобразователя массового расхода);
- плотность воды при стандартных условиях ρ_{B20} , кг/м³ (данные, введенные пользователем, полученные из лаборатории).

8.11.2. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫЧИСЛЕНИЙ

8.11.2.1. Объём воды V_{B20} , м³, при стандартных условиях вычисляют по формуле:

$$V_{B20} = 1000 \cdot m_B / \rho_{B20} \quad (103)$$

8.11.3. ФОРМА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ВЫЧИСЛЕНИЙ

8.11.3.1. Форма протокола представления результатов определяется внутренними документами ОГ.

8.11.3.2. В протокол заносят конечные результаты вычислений:

- значение массы воды, выраженное в тоннах (т) с точностью до третьего знака после запятой;
- значение объёма воды при стандартных условиях, выраженное в кубических метрах (м³), и округлённое до одного десятичного знака.

8.12. РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА ВЛИЯНИЯ СВОБОДНОГО ГАЗА K_{CF}

8.12.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ИХ ОБОЗНАЧЕНИЯ

8.12.1.1. Расчет объёмной доли и свободного газа в НС V_{CF} , % – применяется в соответствии с Рекомендациями межгосударственной стандартизации РМГ 104-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика измерений» или Рекомендацией МИ 2575-2000 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений».

8.12.2. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫЧИСЛЕНИЙ

8.12.2.1. Коэффициент K_{CF} (безразмерный) определяют по формуле:

$$K_{CF} = 1 - \frac{V_{CF}}{100} \quad (104)$$

8.13. РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА ВЛИЯНИЯ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА K_{RG}

8.13.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ИХ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- содержание растворённого газа, приведённого к стандартным условиям, в единице объёма НС в условиях измерений V_{RG} , м³/м³ – вводится пользователем, определяется по Рекомендациям по межгосударственной стандартизации РМГ 104-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика измерений» или Рекомендации МИ 2575-2000 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений»;
- плотность свободного газа в стандартных условиях (абсолютное давление 101325 Па, температура +20°C) ρ_r^{CV} , кг/м³ – определяется по аттестованной МИ.



8.13.2. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫЧИСЛЕНИЙ

8.13.2.1. Определяют значение относительной плотности свободного газа по воздуху $\rho_{отнрг}$ (расчетный параметр, безразмерный) по формуле:

$$\rho_{отнрг} = \frac{\rho_{г}^{св}}{\rho_{возд}} = \frac{\rho_{г}^{св}}{1,293} \quad (105)$$

8.13.2.2. Коэффициент $K_{рг}$ (безразмерный) определяют по формуле:

$$K_{рг} = 1 - \frac{1,205 \cdot 10^{-3} \cdot V_{рг} \cdot \rho_{отнрг}}{0,274 + 0,2 \cdot \rho_{отнрг}} \quad (106)$$

8.14. РАСЧЕТ МАССОВОЙ ДОЛИ СВОБОДНОГО ГАЗА $W_{сг}$

8.14.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ИХ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- содержание растворённого газа, приведённого к стандартным условиям, в единице объёма НС в условиях измерений $V_{рг}$, м³/м³ – вводится пользователем, определяется по Рекомендациям по межгосударственной стандартизации РМГ 104-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика измерений» или Рекомендации МИ 2575-2000 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений»;
- объёмная доля свободного газа в НС $V_{сг}$, % – вводится пользователем, определяется по Рекомендациям по межгосударственной стандартизации РМГ 104-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика измерений» или Рекомендации МИ 2575-2000 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений»;
- плотность свободного газа в стандартных условиях (абсолютное давление 101325 Па, температура +20°C) $\rho_{г}^{св}$, кг/м³ – вводится пользователем, определяется по аттестованной МИ;
- плотность обезвоженной дегазированной нефти в стандартных условиях (абсолютное давление 101325 Па, температура +20°C) $\rho_{Н20}$, кг/м³ – вводится пользователем, определяется в лаборатории;
- плотность пластовой (подтоварной) воды в стандартных условиях (абсолютное давление 101325 Па, температура +20°C) $\rho_{Н20}$, кг/м³ – вводится пользователем, определяется в лаборатории;
- температура t , °C, при измерениях массы или расхода НС (температура в условиях измерительной линии – данные от датчика температуры);
- избыточное давление НС P , МПа, при измерениях массы или расхода НС (избыточное давление в условиях измерительной линии);
- коэффициент сжимаемости газа, соответствующий стандартным условиям $Z_{св}$ – вводится пользователем, определяется расчетным способом исходя из состава газа по аттестованной методике или по стандартизованному методу (например,



ГСССД МР-113) или исходя из экспериментальных данных. При отсутствии экспериментальных или расчетных значений Z_{CY} принимают равным 1;

- коэффициент сжимаемости газа, соответствующий условиям измерительной линии (давлению P и температуре t) $Z_{P,t}$ – вводится пользователем, определяется расчетным способом исходя из состава газа по аттестованной методике или по стандартизованному методу (например, ГСССД МР-113) или исходя из экспериментальных данных. При отсутствии экспериментальных или расчетных значений $Z_{P,t}$ принимают равным 1;
- объемная доля воды в нефти в рабочих условиях при давлении и температуре в ИЛ/ИЦ, %, измеренная поточным влагомером, $\varphi_{ВЛР}$, % об. доли.

8.14.2. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫЧИСЛЕНИЙ

- вычисляется плотность свободного газа в условиях измерений V_{CG} (при давлении и температуре в измерительной линии) ρ_G , кг/м³:

$$\rho_G = \frac{273.15}{t + 273.15} \cdot \frac{P + 0.101325}{0.101325} \cdot \frac{Z_{CY}}{Z_{P,t}} \cdot \rho_G^{CY} \quad (107)$$

- вычисляется плотность нефти, содержащей в себе растворенный газ, приведенная к условиям измерения массы/расхода НС (к давлению и температуре в измерительной линии) ρ_H^{PG} по формуле:

$$\rho_H^{PG} = \rho_{H20} \cdot K_{PG} \cdot K_{HP} \cdot K_{HT} \quad (108)$$

где:

K_{PG} – коэффициент влияния растворенного газа, определенный по формуле (106);

K_{HP}, K_{HT} – коэффициенты, учитывающие влияние давления и температуры, определяемые по формулам;

- вычисляется плотность воды, приведенная условиям измерительной линии, ρ_B , по формуле (114);
- вычисляется значение массовой доли сводного газа W_{CG} по формуле:

$$W_{CG} = \frac{V_{CG} \cdot \rho_G}{\left(1 - \frac{V_{CG}}{100}\right) \cdot \left[\left(1 - \frac{\varphi_{ВЛР}}{100}\right) \cdot \rho_H^{PG} + \frac{\varphi_{ВЛР}}{100} \cdot \rho_B\right] + \frac{V_{CG}}{100} \cdot \rho_G} \quad (109)$$

8.15. РАСЧЕТ МАССОВОЙ ДОЛИ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА W_{PG}

8.15.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ИХ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- содержание растворённого газа, приведённого к стандартным условиям, в единице объёма НС в условиях измерений V_{PG} , м³/м³ – вводится пользователем, определяется по Рекомендациям по межгосударственной стандартизации РМГ 104-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика измерений» или Рекомендации МИ 2575-2000 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений»;



- объёмная доля свободного газа в НС V_{CG} , % – вводится пользователем, определяется по Рекомендациям по межгосударственной стандартизации РМГ 104-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика измерений» или Рекомендации МИ 2575-2000 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений»;
- плотность свободного газа в стандартных условиях (абсолютное давление 101325 Па, температура +20°C) ρ_G^{cy} , кг/м³ – вводится пользователем, определяется по аттестованной МИ;
- плотность обезвоженной дегазированной нефти в стандартных условиях (абсолютное давление 101325 Па, температура +20°C) ρ_{H20} , кг/м³ – вводится пользователем, определяется в лаборатории;
- плотность пластовой (подтоварной) воды в стандартных условиях (абсолютное давление 101325 Па, температура +20°C) ρ_{H20} , кг/м³ – вводится пользователем, определяется в лаборатории;
- температура t , °C, при измерениях массы или расхода НС (температура в условиях измерительной линии – данные от датчика температуры);
- избыточное давление НС P , МПа, при измерениях массы или расхода НС (избыточное давление в условиях измерительной линии).

8.16. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫЧИСЛЕНИЙ

- вычисляется плотность нефти, содержащей в себе растворенный газ, приведенная к условиям измерения массы или расхода НС (к давлению и температуре в измерительной линии) ρ_H^{pg} по формуле (108);
- вычисляется плотность пластовой (подтоварной) воды, приведенная к рабочим условиям, ρ_B , кг/м³, по формуле (114);
- вычисляется массовая доля растворенного газа, W_{pg} , %, по формуле:

$$W_{pg} = \frac{V_{pg} \cdot \rho_G^{cy}}{\left(1 - \frac{\varphi_{BIP}}{100}\right) \rho_H^{pg} + \frac{\varphi_{BIP}}{100} \rho_B} \cdot 100\% \quad (110)$$

8.17. АЛГОРИТМ ПРИВЕДЕНИЯ ПЛОТНОСТИ ВОДЫ, ИЗМЕРЕННОЙ ПРИ СТАНДАРТНЫХ УСЛОВИЯХ, К РАБОЧИМ, АЛГОРИТМ ПРИВЕДЕНИЯ ОБЪЕМА ВОДЫ, ИЗМЕРЕННОГО В РАБОЧИХ УСЛОВИЯХ, К СТАНДАРТНЫМ УСЛОВИЯМ

Алгоритм, изложенный в настоящем разделе, используют при необходимости приведения объема и плотности пластовой или подтоварной воды к условиям, отличающимся от условий их измерения.

8.17.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ИХ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- объем пластовой (подтоварной) воды, измеренный СИ в рабочих условиях, V_B , м³ (данные от СИ) – для случаев, когда нужно привести объем воды от рабочих условий к стандартным;



- плотность пластовой (подтоварной) воды в стандартных условиях, ρ_{B20} , кг/м³ (вводится пользователем, определяется в лаборатории) – для случаев, когда нужно привести плотность воды от стандартных условий к рабочим;
- температура t , °С, при измерениях V_B (температура в условиях измерительной линии – данные от датчика температуры);
- избыточное давление НС P , МПа, при измерениях V_B (избыточное давление в условиях измерительной линии).

8.17.2. ПОРЯДОК ВЫЧИСЛЕНИЙ

- рассчитывают безразмерные поправочные коэффициенты K_{Bp} и K_{Bt} , учитывающие влияние давления и температуры на объем и плотность воды по формулам:

$$K_{Bp} = 1 + \gamma_B \cdot P \quad (111)$$

$$K_{Bt} = 1 - \beta_B \cdot (t - 20) \quad (112)$$

где:

значение β_B , 1/°С, берут из Таблицы 12;

значение γ_B , 1/МПа, берут из Таблицы 13;

- объем воды, приведенный к стандартным условиям, V_{B20} , м³, рассчитывают по формуле:

$$V_{B20} = V_B \cdot K_{Bt} \cdot K_{Bp} \quad (113)$$

- плотность воды, приведенную к рабочим условиям, ρ_B , кг/м³, рассчитывают по формуле:

$$\rho_B = \rho_{B20} \cdot K_{Bp} \cdot K_{Bt} \quad (114)$$

8.18. АЛГОРИТМ ПРИВЕДЕНИЯ ПЛОТНОСТИ ОБЕЗВОЖЕННОЙ ДЕГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ ρ_{H20} ОТ СТАНДАРТНЫХ УСЛОВИЙ К РАБОЧИМ УСЛОВИЯМ, ОБЪЕМА ОБЕЗВОЖЕННОЙ ДЕГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ ОТ РАБОЧИХ УСЛОВИЙ К СТАНДАРТНЫМ

Указанные в настоящем разделе алгоритмы используются для приведения обезвоженной дегазированной нефти ρ_{H20} , измеренной в лаборатории, к рабочим условиям. Данные алгоритмы не применяются, если в измеряемой среде присутствует растворенный газ.

8.18.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ИХ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- плотность обезвоженной дегазированной нефти при стандартных условиях (+20°С, избыточное давление 0 МПа) ρ_{H20} , кг/м³, вводится пользователем, определяется в лаборатории;
- избыточное давление P , МПа, соответствующее рабочим условиям (данные от датчиков давления);
- температура t , °С, соответствующая рабочим условиям (данные от датчиков температуры).



8.18.2. ПОРЯДОК ВЫЧИСЛЕНИЙ

8.18.2.1. Вычисления осуществляются в соответствии с Рекомендациями по метрологии Р 50.2.076-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программа и таблицы приведения» в два этапа: сначала методом последовательных приближений определяется плотность обезвоженной дегазированной нефти при избыточном давлении 0 МПа и температуре +15°C, ρ_{15} , кг/м³, после чего рассчитывается плотность обезвоженной дегазированной нефти при избыточном давлении P МПа и температуре t °C, ρ_{tP} , кг/м³.

8.18.2.2. Определение плотности обезвоженной дегазированной нефти при избыточном давлении 0 МПа и температуре +15°C, ρ_{15} , кг/м³.

8.18.2.3. При расчете используют следующие формулы:

- плотность $\rho_{tP}(P, t)$ при давлении P и t определяется по формуле:

$$\rho_{tP}(\rho_{15}, P, t) = \frac{\rho_{15} \exp\{-\beta_{15} \cdot (t-15)[1 + 0.8\beta_{15} \cdot (t-15)]\}}{1 - \gamma_t P} \quad (115)$$

- коэффициент расширения $\beta_{15}(\rho_{15})$, 1/°C, при +15°C определяется по формуле:

$$\beta_{15}(\rho_{15}) = \frac{613.9723}{(\rho_{15})^2} \quad (116)$$

- коэффициент сжимаемости $\gamma_t(\rho_{15}, t)$, 1/МПа, при температуре t и плотности ρ_{15} определяется по формуле:

$$\gamma_t(\rho_{15}, t) = 10^{-3} \cdot \exp\left(-1.62080 + 0.00021592 \cdot t + \frac{0.87096 \cdot 10^6 + 4.2092 \cdot 10^3 \cdot t}{(\rho_{15})^2}\right) \quad (117)$$

- коэффициент объемного расширения при температуре t , β_t , 1/°C, определяется по формуле:

$$\beta_t = \beta_{15} + 1.6\beta_{15}^2(t-15) \quad (118)$$

8.18.2.4. Алгоритм определения ρ_{15} :

- Измеренное в лаборатории при $t=+20$ °C и $P=0$ МПа значение ρ_{H20} подставляют в формулы (116) и (117), определяя, соответственно $\beta_{15}(\rho_{15} = \rho_{H20})$ и $\gamma_t(\rho_{15} = \rho_{H20}, t = 20)$.
- Значение ρ_{H20} и полученные на шаге 1 значения β_{15} и γ_t подставляют в формулу (115), определяя ρ_{15} в первом приближении по формуле:

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{tP}(\rho_{15}, P, t) \cdot (1 - \gamma_t P)}{\exp\{-\beta_{15} \cdot (t-15)[1 + 0.8\beta_{15} \cdot (t-15)]\}} \quad (119)$$



3. Значение ρ_{15} в первом приближении, полученное на шаге 2, используют для определения коэффициентов β_{15} и γ_t во втором приближении.
4. Значения β_{15} и γ_t во втором приближении, полученные на предыдущем шаге, и измеренное значение плотности ρ_{H20} , подставляют в формулу (115) и определяют значение ρ_{15} во втором приближении и так далее.

8.18.2.5. Расчет плотности ρ_{15} продолжают, пока значение ρ_{15} не перестанет меняться более чем на 0,01 кг/м³. За результат определения ρ_{15} принимают результат, полученный в последнем приближении.

8.18.2.6. Определив плотность обезвоженной дегазированной нефти при +15°C, ρ_{15} , плотность обезвоженной дегазированной нефти при избыточном давлении Р и температуре t, определяют следующим образом:

- зная ρ_{15} , вычисляют для температуры t (температура рабочих условий, к которым нужно привести плотность) вычисляют γ_t по формуле (117);
- вычисляют поправочный коэффициент K_{Hp} для давления Р (давление рабочих условий, к которым нужно привести плотность) по формуле:

$$K_{Hp} = \frac{1}{1 - \gamma_t \cdot P} \quad (120)$$

- зная ρ_{15} вычисляют для температуры t (температура рабочих условий, к которым нужно привести плотность) коэффициент β_{15} по формуле (116);
- вычисляют поправочный коэффициент K_{Ht} для температуры t (температура рабочих условий, к которым нужно привести плотность) по формуле:

$$K_{Ht} = \exp\{-\beta_{15} \cdot (t - 15)[1 + 0.8\beta_{15} \cdot (t - 15)]\} \quad (121)$$

- плотность обезвоженной дегазированной нефти в рабочих условиях (при давлении Р и температуре t) определяют по формуле:

$$\rho_{Htp} = \rho_{15} \cdot K_{Ht} \cdot K_{Hp} \quad (122)$$

8.18.2.7. Объем обезвоженной дегазированной нефти к стандартным условиям приводят следующим образом:

- зная плотность ρ_{H20} , измеренную в лаборатории, определяют ρ_{15} по алгоритму п. 6.1.2.1 настоящих Типовых требований;
- определяют коэффициенты K_{Hp} по формуле (120) и коэффициент K_{Ht} по формуле (121) для рабочих условий;
- объем нефти, приведенной к стандартным условиям, рассчитывают по формуле:

$$V_{H20} = V_H \cdot \frac{K_{Ht} \cdot K_{Hp}}{\exp[-5\beta_{15} \cdot (1 + 4 \cdot \beta_{15})]} \quad (123)$$



8.18.3. ПОГРЕШНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ, ОБУСЛОВЛЕННЫЕ ПОГРЕШНОСТЯМИ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

- алгоритм расчета объёма нефти и воды, приведённых к температуре 20 °С и массы нетто нефти в технологических резервуарах;
- метод измерений – косвенный метод статических измерений;
- пределы относительной погрешности измерений объёма нетто нефти, приведённого к температуре плюс 20 °С, вычисляют по формуле (далее условные обозначения величин соответствуют обозначениям по тексту Типовых требований):

$$\delta V_H = \pm 1,1 \cdot \left[\left(\frac{1}{V_{HC} - V_{ПВ}} \right)^2 \cdot ((\Delta V_{HC})^2 + (\Delta V_{ПВ})^2) + \left(\frac{\Delta \varphi_B}{100 - \varphi_B} \right)^2 + \left(\frac{\Delta V_{CG}}{100 - V_{CG}} \right)^2 + \left(\frac{\Delta V_{PG} \cdot \frac{\rho_{Г20}}{\rho_{PG}}}{1 - V_{PG} \cdot \frac{\rho_{Г20}}{\rho_{PG}}} \right)^2 + \left(\frac{\beta_H \cdot \Delta t}{1 - \beta_H \cdot (t - 20)} \right)^2 + \left(\frac{\gamma_H \cdot \Delta P}{1 + \gamma_H \cdot P} \right)^2 + \left(\frac{\delta N}{100} \right)^2 \right]^{0,5} \cdot 100\%, \quad (124)$$

где:

ΔV_{HC} – абсолютная погрешность измерений объёма НС, м³;

$\Delta V_{ПВ}$ – абсолютная погрешность измерений объёма подтоварной воды, м³;

$\Delta \varphi_B$ – абсолютная погрешность измерений содержания воды в НС, %;

ΔV_{CG} – абсолютная погрешность измерений объёмной доли свободного газа, %;

ΔV_{PG} – абсолютная погрешность измерений содержания растворённого газа, м³/м³;

$\rho_{Г20}$ – плотность газа при стандартных условиях, кг/м³;

ρ_{PG} – кажущаяся плотность растворённого газа, кг/м³;

Δt – абсолютная погрешность измерений температуры в резервуаре, °С;

ΔP – абсолютная погрешность измерений давления в резервуаре, МПа;

δN – относительная погрешность устройства обработки информации, %;

- пределы относительной погрешности измерений объёма воды, приведённого к температуре плюс 20 °С, вычисляют по формуле:

$$\delta V_{B20} = \pm 1,1 \cdot \left[\left(\frac{\varphi_B}{(V_{HC} - V_{ПВ}) \cdot \varphi_B + 100 \cdot V_{ПВ}} \right)^2 \cdot (\Delta V_{HC})^2 + \left(\frac{100 - \varphi_B}{(V_{HC} - V_{ПВ}) \cdot \varphi_B + 100 \cdot V_{ПВ}} \right)^2 \cdot (\Delta V_{ПВ})^2 + \left(\frac{V_{HC} - V_{ПВ}}{(V_{HC} - V_{ПВ}) \cdot \varphi_B + 100 \cdot V_{ПВ}} \right)^2 \cdot (\Delta \varphi_B)^2 + \left(\frac{\beta_B \cdot \Delta t}{1 - \beta_B \cdot (t - 20)} \right)^2 + \left(\frac{\gamma_B \cdot \Delta P}{1 + \gamma_B \cdot P} \right)^2 + \left(\frac{\delta N}{100} \right)^2 \right]^{0,5} \cdot 100\% \quad (125)$$

где:

ΔV_{HC} – абсолютная погрешность измерений объёма НС, м³;

$\Delta V_{ПВ}$ – абсолютная погрешность измерений объёма подтоварной воды, м³;

$\Delta \varphi_B$ – абсолютная погрешность измерений содержания воды в НС, %;

Δt – абсолютная погрешность измерений температуры в резервуаре, °С;

ΔP – абсолютная погрешность измерений давления в резервуаре, МПа;

δN – относительная погрешность устройства обработки информации, %;



- пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле:

$$\delta m = \pm 1,1 \cdot [(\delta V_{H20}/100)^2 + (\delta \rho_{H20}/100)^2 + \left(\frac{1}{100 - (W_{XC} + W_{МП})}\right)^2 \cdot (\Delta W_{XC})^2 + \left(\frac{1}{100 - (W_{XC} + W_{МП})}\right)^2 \cdot (W_{МП})^2 + \left(\frac{\delta N}{100}\right)^2]^{0,5} \cdot 100\% , \quad (126)$$

где:

δV_{H20} – относительная погрешность измерений объёма нефти при плюс 20 °С, %;

$\delta \rho_{H20}$ – относительная погрешность измерений плотности нефти при плюс 20 °С, %;

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %;

$\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %;

δN – относительная погрешность устройства обработки информации, %;

- алгоритм расчета объёмов нефти и воды, приведённых к температуре 20 °С и массы нетто нефти на оперативных узлах учёта нефти;
- метод измерений – косвенный метод динамических измерений;
- пределы относительной погрешности измерений объёма нетто нефти, приведённого к температуре плюс 20 °С, вычисляют по формуле:

$$\delta V_H = \pm 1,1 \cdot \left[\left(\frac{\delta V_{HC}}{100} \right)^2 + \left(\frac{\Delta \varphi_B}{100 - \varphi_B} \right)^2 + \left(\frac{\Delta V_{CG}}{100 - V_{CG}} \right)^2 + \left(\frac{\Delta V_{PG} \cdot \frac{\rho_{Г20}}{\rho_{PG}}}{1 - V_{PG} \cdot \frac{\rho_{Г20}}{\rho_{PG}}} \right)^2 + \left(\frac{\beta_B \cdot \Delta t}{1 - \beta_H \cdot (t - 20)} \right)^2 + \left(\frac{\gamma_B \cdot \Delta P}{1 + \gamma_H \cdot P} \right)^2 + \left(\frac{\delta N}{100} \right)^2 \right]^{0,5} \cdot 100\% \quad (127)$$

где:

δV_{HC} – относительная погрешность измерений объёма расходомером, %;

$\Delta \varphi_B$ – абсолютная погрешность измерений содержания воды в НС влагомером, %;

ΔV_{CG} – абсолютная погрешность измерений объёмной доли свободного газа, %;

ΔV_{PG} – абсолютная погрешность измерений содержания растворённого газа, м³/м³;

$\rho_{Г20}$ – плотность газа при стандартных условиях, кг/м³;

ρ_{PG} – кажущаяся плотность растворённого газа, кг/м³;

Δt – абсолютная погрешность измерений температуры на узле учета, °С;

ΔP – абсолютная погрешность измерений давления на узле учета, МПа;

δN – относительная погрешность устройства обработки информации, %;

- пределы относительной погрешности измерений объёма воды, приведённого к температуре плюс 20 °С, вычисляют по формуле:

$$\delta V_{B20} = \pm 1,1 \cdot \left[\left(\frac{\delta V_{HC}}{100} \right)^2 + \left(\frac{\Delta \varphi_B}{\varphi_B} \right)^2 + \left(\frac{\beta_B \cdot \Delta t}{1 - \beta_B \cdot (t - 20)} \right)^2 + \left(\frac{\gamma_B \cdot \Delta P}{1 + \gamma_B \cdot P} \right)^2 + \left(\frac{\delta N}{100} \right)^2 \right]^{0,5} \cdot 100\% \quad (128)$$



где:

δV_{HC} – относительная погрешность измерений объема расходомером, %;

$\Delta \varphi_B$ – абсолютная погрешность измерений содержания воды в НС, %;

Δt – абсолютная погрешность измерений температуры на узле учёта, °C;

ΔP – абсолютная погрешность измерений давления на узле учёта, МПа;

δN – относительная погрешность устройства обработки информации, %;

- пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле:

$$\delta m = \pm 1,1 \cdot [(\delta V_{H20}/100)^2 + (\delta \rho_{H20}/100)^2 + \left(\frac{1}{100 - (W_{XC} + W_{МП})}\right)^2 \cdot (\Delta W_{XC})^2 + \left(\frac{1}{100 - (W_{XC} + W_{МП})}\right)^2 \cdot (\Delta W_{МП})^2 + \left(\frac{\delta N}{100}\right)^2]^{0,5} \cdot 100\% \quad (129)$$

где:

δV_{H20} – относительная погрешность измерений объема нефти, приведённого к температуре плюс 20 °C, %;

$\delta \rho_{H20}$ – относительная погрешность измерений плотности, %;

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %;

$\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %;

δN – относительная погрешность устройства обработки информации, %;

- метод измерений – косвенный метод динамических измерений (плотность и объёмную долю воды определяют лабораторными методами);
- пределы относительной погрешности измерений объема нетто нефти, приведённого к температуре плюс 20 °C, вычисляют по формуле:

$$\delta V_{H20} = \pm 1,1 \cdot \left[\left(\frac{\delta V_{HC}}{100}\right)^2 + \left(\frac{\Delta \varphi_B}{100 - \varphi_B}\right)^2 + \left(\frac{\Delta V_{CG}}{100 - V_{CG}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta V_{PG} \cdot \frac{\rho_{Г20}}{\rho_{PG}}}{1 - V_{PG} \cdot \frac{\rho_{Г20}}{\rho_{PG}}}\right)^2 + \left(\frac{\beta_B \cdot \Delta t}{1 - \beta_H \cdot (t - 20)}\right)^2 + \left(\frac{\gamma_B \cdot \Delta P}{1 + \gamma_H \cdot P}\right)^2 + \left(\frac{\delta N}{100}\right)^2 \right]^{0,5} \cdot 100\% \quad (130)$$

где:

δV_{HC} – относительная погрешность измерений объема расходомером, %;

$\Delta \varphi_B$ – абсолютная погрешность измерений содержания воды в НС, %;

ΔV_{CG} – абсолютная погрешность измерений объёмной доли свободного газа, %;

ΔV_{PG} – абсолютная погрешность измерений содержания растворённого газа, м³/м³;

$\rho_{Г20}$ – плотность газа при стандартных условиях, кг/м³;

ρ_{PG} – кажущаяся плотность растворённого газа, кг/м³;

Δt – абсолютная погрешность измерений температуры на узле учёта, °C;

ΔP – абсолютная погрешность измерений давления на узле учёта, МПа;

δN – относительная погрешность устройства обработки информации, %;



- пределы относительной погрешности измерений объёма воды, приведённого к температуре плюс 20 °С, вычисляют по формуле:

$$\delta V_{B20} = \pm 1,1 \cdot \left[\left(\frac{\delta V_{HC}}{100} \right)^2 + \left(\frac{\Delta \varphi_B}{\varphi_B} \right)^2 + \left(\frac{\beta_B \cdot \Delta t}{1 - \beta_B \cdot (t - 20)} \right)^2 + \left(\frac{\gamma_B \cdot \Delta P}{1 + \gamma_B \cdot P} \right)^2 + \left(\frac{\delta N}{100} \right)^2 \right]^{0,5} \cdot 100\% \quad (131)$$

где:

δV_{HC} – относительная погрешность измерений объёма расходомером, %;

$\Delta \varphi_B$ – абсолютная погрешность измерений содержания воды в НС, %;

Δt – абсолютная погрешность измерений температуры на узле учёта, °С;

ΔP – абсолютная погрешность измерений давления на узле учёта, МПа;

δN – относительная погрешность устройства обработки информации, %;

- пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле:

$$\delta m = \pm 1,1 \cdot \left[(\delta V_{H20}/100)^2 + (\delta \rho_{H20}/100)^2 + \left(\frac{1}{100 - (W_{XC} + W_{МП})} \right)^2 \cdot (\Delta W_{XC})^2 + \left(\frac{1}{100 - (W_{XC} + W_{МП})} \right)^2 \cdot (\Delta W_{МП})^2 + \left(\frac{\delta N}{100} \right)^2 \right]^{0,5} \cdot 100\% \quad (132)$$

где:

δV_{H20} – относительная погрешность измерений объёма нефти, %;

$\delta \rho_{H20}$ – относительная погрешность измерений плотности, %;

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %;

$\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %;

δN – относительная погрешность устройства обработки информации, %;

- метод измерений – прямой метод динамических измерений;
- пределы относительной погрешности измерений объёма нетто нефти, приведённого к температуре плюс 20 °С, вычисляют по формуле:

$$\delta V_{H20} = \pm 1,1 \cdot \left[\left(\frac{\delta M}{100} \right)^2 + \left(\frac{\delta \rho}{100} \right)^2 + (\delta T)^2 + \left(\frac{\Delta \varphi_B}{100 - \varphi_B} \right)^2 + \left(\frac{\Delta V_{CG}}{100 - V_{CG}} \right)^2 + \left(\frac{\Delta V_{PG} \cdot \frac{\rho_{Г20}}{\rho_{PG}}}{1 - V_{PG} \cdot \frac{\rho_{Г20}}{\rho_{PG}}} \right)^2 + \left(\frac{\beta_B \cdot \Delta t}{1 - \beta_B \cdot (t - 20)} \right)^2 + \left(\frac{\gamma_B \cdot \Delta P}{1 + \gamma_B \cdot P} \right)^2 + \left(\frac{\delta N}{100} \right)^2 \right]^{0,5} \cdot 100\%, \quad (133)$$

где:

δM – относительная погрешность измерений массы НС, %;

$\delta \rho$ – относительная погрешность измерений плотности, %;

δT – составляющая относительной погрешности измерений за счёт погрешностей измерений температуры при приведении значения плотности к условиям на узле учёта (формула в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 8.587-2019 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений»):



$$\delta T = \left(\frac{\beta \cdot 100}{1 + \beta \cdot (t_{\rho} - t)} \right) \cdot ((\Delta t_{\rho})^2 + \Delta t^2)^{0,5} \quad (134)$$

где:

$\Delta \varphi_B$ – абсолютная погрешность измерений содержания воды в НС, %;

ΔV_{CG} – абсолютная погрешность измерений объёмной доли свободного газа, %;

ΔV_{PG} – абсолютная погрешность измерений содержания растворённого газа, м³/м³;

ρ_{G20} – плотность газа при стандартных условиях, кг/м³;

ρ_{PG} – кажущаяся плотность растворённого газа, кг/м³;

Δt – абсолютная погрешность измерений температуры на узле учёта, °С;

Δt_{ρ} – абсолютная погрешность измерений температуры при измерении плотности, °С;

ΔP – абсолютная погрешность измерений давления на узле учёта, МПа;

δN – относительная погрешность блока обработки информации, %;

- пределы относительной погрешности измерений объёма воды, приведённого к температуре 20 °С, вычисляют по формуле:

$$\delta V_{B20} = \pm 1,1 \cdot \left[\left(\frac{\delta M}{100} \right)^2 + \left(\frac{\delta \rho_{\Pi}}{100} \right)^2 + (\delta T)^2 + \left(\frac{\Delta \varphi_B}{\varphi_B} \right)^2 + \left(\frac{\beta_B \cdot \Delta t}{1 - \beta_B \cdot (t - 20)} \right)^2 + \left(\frac{\gamma_B \cdot \Delta P}{1 + \gamma_B \cdot P} \right)^2 + \left(\frac{\delta N}{100} \right)^2 \right]^{0,5} \cdot 100\% \quad (135)$$

где:

δM – относительная погрешность измерений массы, %;

$\delta \rho_{\Pi}$ – относительная погрешность измерений плотности, %;

δT – составляющая относительной погрешности измерений за счёт погрешностей измерений температур при приведении значения плотности к условиям узла учёта (в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 8.587-2019 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений»):

$$\delta T = \left(\frac{\beta \cdot 100}{1 + \beta \cdot (t_{\rho} - t)} \right) \cdot ((\Delta t_{\rho})^2 + \Delta t^2)^{0,5} \quad (136)$$

где:

δV_{CH} – относительная погрешность измерений объёма, %;

$\delta \varphi_B$ – относительная погрешность измерений содержания воды в НС, %;

Δt – абсолютная погрешность измерений температуры на узле учёта, °С;

ΔP – абсолютная погрешность измерений давления на узле учёта, МПа;

δN – относительная погрешность блока обработки информации, %;

- пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле:



$$\delta m = \pm 1,1 \sqrt{\delta M^2 + \left(\frac{\Delta W_{\text{сг}}}{1 - \frac{W_{\text{сг}}}{100}} \right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{\text{рг}}}{1 - \frac{W_{\text{рг}}}{100}} \right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{\text{в}}}{1 - \frac{W_{\text{в}}}{100}} \right)^2 + \frac{\Delta W_{\text{хс}}^2 + \Delta W_{\text{мп}}^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{хс}} + W_{\text{мп}}}{100} \right)^2} + \delta N} \quad (137)$$

где:

δM – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

$\Delta W_{\text{сг}}$ – относительная погрешность измерений массовой доли свободного газа, %, вычисляемая по формуле:

$$\Delta W_{\text{сг}} = \frac{\Delta V_{\text{сг}} \cdot \rho_{\text{г}}}{\left(1 - \frac{V_{\text{сг}}}{100} \right) \left[\left(1 - \frac{\Phi_{\text{впр}}}{100} \right) \rho_{\text{н}}^{\text{рг}} + \frac{\Phi_{\text{впр}}}{100} \rho_{\text{в}} \right] + \frac{\Phi_{\text{сг}} \cdot \rho_{\text{г}}}{100}} \quad (138)$$

Допускается при расчете $\Delta W_{\text{сг}}$ пренебрегать погрешностями измерений $\rho_{\text{н}}^{\text{рг}}$, $\rho_{\text{в}}$ и $\rho_{\text{г}}$, однако окончательное решение об этом принимают при аттестации МИ.

$\Delta W_{\text{рг}}$ – относительная погрешность измерений массовой доли растворенного газа, %, вычисляемая по формуле:

$$\Delta W_{\text{рг}} = \frac{\Delta V_{\text{рг}} \cdot \rho_{\text{г}}^{\text{св}}}{\left(1 - \frac{\Phi_{\text{впр}}}{100} \right) \rho_{\text{н}}^{\text{рг}} + \frac{\Phi_{\text{впр}}}{100} \rho_{\text{в}}} \cdot 100\% \quad (139)$$

где:

$\Delta W_{\text{в}}$ – относительная погрешность измерений массовой доли воды, %, вычисляемая по формуле:

$$\Delta W_{\text{в}} = \frac{\Delta \Phi_{\text{впр}} \cdot \rho_{\text{в}}}{\left(1 - \frac{\Phi_{\text{впр}}}{100} \right) \rho_{\text{н}} + \frac{\Phi_{\text{впр}}}{100} \rho_{\text{в}}} \quad (140)$$

где:

$\Delta W_{\text{хс}}$ – относительная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %;

$\Delta W_{\text{мп}}$ – относительная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %;

δN – относительная погрешность устройства обработки информации, %;

- алгоритм расчета объема воды, приведенного к температуре 20 °С, на оперативных узлах учёта воды;
- метод измерений – прямой метод динамических измерений (с помощью объемного расходомера);
- пределы относительной погрешности измерений объема воды, приведенного к температуре 20 °С, вычисляют по формуле:

$$\delta V_{\text{в}20} = \pm 1,1 \cdot \left[\left(\frac{\delta V_{\text{в}}}{100} \right)^2 + \left(\frac{\beta_{\text{в}} \cdot \Delta t}{1 - \beta_{\text{в}} \cdot (t - 20)} \right)^2 + \left(\frac{\gamma_{\text{в}} \cdot \Delta P}{1 + \gamma_{\text{в}} \cdot P} \right)^2 + \left(\frac{\Delta V_{\text{сг}}}{100 - \varphi_{\text{сг}}} \right)^2 + \right]$$



$$+ \left(\frac{\delta N}{100} \right)^2]^{0,5} \cdot 100\% \quad (141)$$

где:

δV_B – относительная погрешность измерений объема, %;

ΔV_{CG} – абсолютная погрешность измерений объемной доли свободного газа, %;

Δt – абсолютная погрешность измерений температуры на узле учета, °C;

ΔP – абсолютная погрешность измерений давления на узле учета, МПа;

δN – относительная погрешность устройства обработки информации, %;

- метод измерений – прямой метод динамических измерений (с помощью массового расходомера).

Пределы относительной погрешности измерений объема воды, приведенного к температуре плюс 20 °C, вычисляют по формуле:

$$\delta V_{B20} = \pm 1,1 \cdot \left[\left(\frac{\delta m_B}{100} \right)^2 + \left(\frac{\delta \rho_{B20}}{100} \right)^2 + \left(\frac{\Delta V_{CG}}{100 - \varphi_{CG}} \right)^2 + \left(\frac{\delta N}{100} \right)^2 \right]^{0,5} \cdot 100\% \quad (142)$$

где:

δm_B – относительная погрешность измерений массы, %;

$\delta \rho_{B20}$ – относительная погрешность измерений плотности, %;

ΔV_{CG} – абсолютная погрешность измерений объемной доли свободного газа, %;

δN – относительная погрешность устройства обработки информации, %.

Таблица 12
Средний коэффициент объемного расширения
воды при пересчете к стандартным условиям, β , 1/°C

ТЕМПЕРАТУРА, °C	КОЭФФИЦИЕНТ ОБЪЕМНОГО РАСШИРЕНИЯ ВОДЫ, β , 1/°C	ТЕМПЕРАТУРА, °C	КОЭФФИЦИЕНТ ОБЪЕМНОГО РАСШИРЕНИЯ ВОДЫ, β , 1/°C	ТЕМПЕРАТУРА, °C	КОЭФФИЦИЕНТ ОБЪЕМНОГО РАСШИРЕНИЯ ВОДЫ, β , 1/°C
1	2	3	4	5	6
0	8,19E-05	25	2,32E-04	50	3,40E-04
1	8,93E-05	26	2,37E-04	51	3,43E-04
2	9,65E-05	27	2,42E-04	52	3,47E-04
3	1,04E-04	28	2,47E-04	53	3,51E-04
4	1,11E-04	29	2,51E-04	54	3,54E-04
5	1,17E-04	30	2,56E-04	55	3,58E-04
6	1,24E-04	31	2,61E-04	56	3,62E-04
7	1,31E-04	32	2,65E-04	57	3,65E-04
8	1,37E-04	33	2,70E-04	58	3,69E-04
9	1,44E-04	34	2,74E-04	59	3,72E-04
10	1,50E-04	35	2,79E-04	60	3,76E-04
11	1,56E-04	36	2,83E-04	61	3,79E-04
12	1,62E-04	37	2,87E-04	62	3,83E-04
13	1,68E-04	38	2,92E-04	63	3,86E-04
14	1,74E-04	39	2,96E-04	64	3,90E-04
15	1,79E-04	40	3,00E-04	65	3,93E-04
16	1,85E-04	41	3,04E-04	66	3,96E-04
17	1,91E-04	42	3,08E-04	67	4,00E-04
18	1,96E-04	43	3,12E-04	68	4,03E-04
19	2,01E-04	44	3,16E-04	69	4,06E-04
20	-	45	3,20E-04	70	4,09E-04



ТЕМПЕРАТУРА, °C	КОЭФФИЦИЕНТ ОБЪЕМНОГО РАСШИРЕНИЯ ВОДЫ, β , 1/°C	ТЕМПЕРАТУРА, °C	КОЭФФИЦИЕНТ ОБЪЕМНОГО РАСШИРЕНИЯ ВОДЫ, β , 1/°C	ТЕМПЕРАТУРА, °C	КОЭФФИЦИЕНТ ОБЪЕМНОГО РАСШИРЕНИЯ ВОДЫ, β , 1/°C
1	2	3	4	5	6
21	2,12E-04	46	3,24E-04	-	-
22	2,17E-04	47	3,28E-04	-	-
23	2,22E-04	48	3,32E-04	-	-
24	2,27E-04	49	3,36E-04	-	-

Таблица 13
Средний коэффициент сжимаемости воды при
пересчёте к стандартным условиям, $\gamma \cdot 10^{-4}$, 1/МПа

ДАВЛЕНИЕ, МПА	0,1	0,5	1,0	2,0	2,5	3,0	4,0	5,0	6,0
ТЕМПЕРАТУРА, °C	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
10	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
20	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
30	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
40	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
50	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
60	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
70	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2



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

Оперативный материальный баланс нефти и ГК блока по развитию нефтегазового и шельфового бизнеса по ОГ формируется ЦИТС ОГ ежедневно в ТИС «Добыча» и составляется на основании данных первичных учетных документов и расчетов в соответствии с требованиями настоящих Типовых требований (пункт 51 Таблицы 15).

Для составления оперативного материального баланса нефти в ОГ должны использоваться утвержденные Минэнерго России нормативы технологических потерь.

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

Отправка показателей осуществляется нефтегазодобывающими предприятиями ОГ в ТИС «Добыча» и во вкладке «Формуляры» ТИС «Добыча» системы передачи консолидированных показателей в установленное время и сроки, срок предоставления оперативного (суточного) материального баланса – ежедневно, время предоставления – до 06-00 московского времени.

Производственные показатели материального баланса:

9.1. «Общие остатки нефтяного сырья на начало периода». ОГ вносят 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).

9.1.1. «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).

1) «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 ДНГД и утверждается по ОГ дважды в год – по состоянию на 1 января и 1 июля;
- массу нетто остатков нефти в трубопроводах (нефтепроводах). Определяется расчетным путем с использованием данных об их вместимости, степени заполнения и параметров находящейся в них НС. 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.

2) «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 ОГ 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. Данные технологические остатки включены в норматив «мертвых» и технологических остатков нефти и нефтепродуктов, который согласовывается в ДНГД и утверждается по ОГ 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 в работу и вывода из работы объектов подготовки и транспортировки нефти, демонтажа оборудования. Данные изменения оформляются расчетами по форме пункта 16 Таблицы 15.

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

3) «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.

9.1.1.1. «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.

9.1.1.2. «Остатки в резервуарах и технологических аппаратах».

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

Вносят:

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

9.1.1.3. «Остатки в амбарах очистных сооружений». Вносят остатки массы 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 начало периода равны остаткам на конец предыдущего периода. Остатки в амбарах очистных сооружений относят к технологическим остаткам нефти.

9.1.1.4. «Нефть, находящаяся в пути к пунктам сдачи». Вносят массу нефти (по результатам измерений), переданной ОГ Подрядчику для транспортировки, подготовленной к отгрузке, но не отгруженной (на начало периода) в железнодорожные 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 начало периода равны остаткам на конец предыдущего периода.

9.1.2. «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 ОГ. 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.

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

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

9.2. «**Валовая добыча Нефти + ГК**». Общий объем добычи УВС за сутки вносят данные, определенные в соответствии с требованиями подраздела 5.2 настоящих Типовых требований. Вносят суммы данных измерений массы нефти + ГК в составе НС на скважинах ЛУ с применением:

- поправки на погрешности СИ, с помощью которых проведено измерение массы нефти+ГК в составе НС на скважинах ЛУ;
- значения дебаланса – разницы между массой нефти+ГК в составе НС, определенной по результатам измерений дебитов скважин ЛУ по массе нефти+ГК, и массой нефти+ГК, определенной по завершении подготовки нефти+ГК ЛУ.

9.2.1. «Добыча нефти+ГК (владельцы лицензий)». Данная строка для заполнения ОГ – владельцами лицензий. Вносят массу нефти+ГК, добытую за сутки.

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

- «Добыча ГК». Количество ГК, добываемого из газоконденсатных и нефтяных скважин, подготавливаемого и транспортируемого совместно с нефтью для сдачи как товарной нефти.

Учет ГК, добытого на ЛУ, осуществляют:

- при наличии выделенной технологической схемы сбора и подготовки – значения, определенные посредством применения СИ.
При добыче через нефтяные скважины – расчетные данные, на основании текущих режимов работы скважин.
- «Добыча нефти». Количество нефти, полученное как результат валовой добычи нефти минус количество ГК.

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

Закупка нефти и ГК самим ОГ 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.

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

Количество стороннего сырья, принятого ОГ 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.

9.5. «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 ОГ, 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.

9.6. «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).

9.6.1. Потери собственные в том числе:

- 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 на предприятии). При транспортировке по собственной/сторонней инфраструктуре до пунктов сдачи (СИКН ПАО «Транснефть», наливной железнодорожный 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. 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 ОГ, переданного сторонней организации для подготовки и (или) транспортировки.

9.6.2. «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:



9.6.2.1. Предприятий, входящих в периметр консолидации ПАО «НК «Роснефть».

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

9.7.1. **«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).

9.7.2. **«Нормативы потерь при производстве и транспортировке стороннего сырья».**

Вносят нормативную величину потерь стороннего сырья в пределах установленных.

9.8. **«Отбор легких фракций (при стабилизации)».**

Вносят количество легких фракций при стабилизации ГК 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.

9.9. **«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 ОГ – владельцами лицензий. Вносят значения, определенные по показаниям СИ, либо по мере полной вместимости с использованием данных ИЛ/ИЦ (ИХАЛ).

Расход нефти на собственные нужды собственного сырья подразделяется:

- на технологические нужды;
- на заполнение трубопроводов и аппаратов (данная строка ОГ не заполняется. Учитывается при изменении остатков нефти на конец расчетного периода);
- на топливо в нефтегазодобывающей ОГ;
- 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).

9.10. **«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/ИЦ. Определяются в порядке, указанном в разделе 3.8 настоящих Типовых требований.

Расход нефти на собственные нужды продукции подразделяется:

- на технологические нужды;
- на заполнение трубопроводов и аппаратов (данная строка ОГ 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).

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

9.12. «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.

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

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

9.14. «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.

9.15. «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.

9.16. «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/ИЦ (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.

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

9.17.1. «В систему ПАО «Транснефть». Вносят значения количества нефти, определяемые на приемо-сдаточном пункте нефти по показаниям СИКН с использованием данных ИЛ/ИЦ (ИХАЛ).

ОГ отражают информацию по принадлежащим им коммерческим узлам учета.

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

9.17.3. «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).

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

9.18. «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).

9.18.1. «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).

1) «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 нефти и нефтепродуктов, который согласовывается в ДНГД и утверждается по ОГ дважды в год – по состоянию на 1 января и 1 июля. К учету принимается фактическое наличие остатков нефти в резервуарах, определенное на конец отчетного периода;
- массу остатков нефти в трубопроводах (нефтепроводах). Определяется расчетным путем с использованием данных об их вместимости, степени заполнения и параметров находящейся в них НС. Данные «мертвые» остатки включены в норматив «мертвых» и технологических остатков нефти и нефтепродуктов, который согласовывается в ДНГД и утверждается по ОГ дважды в год – по состоянию на 1 января и 1 июля. Принимается с учетом изменения остатков нефти по факту их возникновения за счет ввода новых, вывода из работы объектов, демонтажа оборудования и изменения технологических режимов (за счет изменения схемы транспортировки жидкости или изменения технологии подготовки нефти).

2) «Остатки технологические» – количество нефти в составе НС в технологических аппаратах, 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 нефти и нефтепродуктов, который согласовывается в ДНГД и утверждается по ОГ дважды в год – по состоянию на 1 января и 1 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. Данные технологические остатки включены в норматив «мертвых» и технологических остатков нефти и нефтепродуктов, который согласовывается в ДНГД и утверждается по ОГ дважды в год – по состоянию на 1 января и 1 июля. Величина остатков формируется на основе утвержденных нормативов и корректируется при изменениях по факту их возникновения;
- 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 нефти и нефтепродуктов;



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

9.18.1.1. «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 изменениях по факту их возникновения. Остатки на конец периода равны остаткам на начало будущего периода. Остатки в трубопроводах (нефтепроводах) относят к «мертвым» остаткам нефти.

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

Вносят:

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

9.18.1.3. «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 и нефтепродуктов.

9.18.1.4. «Нефть, находящаяся в пути к пунктам сдачи». Вносят количество нефти (по результатам измерений), переданной ОГ Подрядчику для транспортировки, подготовленной к отгрузке, но не отгруженной (на конец периода) в железнодорожные 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.

9.18.2. «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.

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

9.18.2.2. «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».

9.19. «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 или приобретенного со стороны сырья.

9.20. **«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.

9.21. **«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 пункта 52 Таблицы 15. Информация (показатели за месяц) вносится на основании последней утвержденной версии бизнес-плана 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 ГК ОГ формируется ежесуточно;
- самостоятельные изменения прилагаемого формата оперативного ежесуточного материального баланса (внесение и (или) исключение и (или) переименования строк и столбцов) не допускаются.



10. ССЫЛКИ

1. Технический регламент Евразийского экономического союза ТР ЕАЭС 045/2017 «О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию».
2. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 № 117-ФЗ.
3. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ.
4. Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».
5. Федеральный закон от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании».
6. 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».
7. Федеральный закон от 06.12.2011 № 402-ФЗ «О бухгалтерском учете».
8. 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».
9. Постановление Правительства РФ от 16.05.2014 № 451 «Об утверждении Правил учета нефти».
10. Постановление Правительства РФ от 16.11.2020 № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений».
11. Постановление Правительства РФ от 23.10.1993 № 1090 «О Правилах дорожного движения».
12. Постановление 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».
13. Приказ Минпромторга России от 31.07.2020 № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».
14. Приказ Минэнерго России от 15.08.2014 № 527 «Об утверждении значений коэффициентов, учитывающих влияние давления и температуры нефти в трубопроводе».
15. Приказ Ростехнадзора от 08.12.2020 № 503 «Об утверждении Порядка проведения технического расследования причин аварий, инцидентов и случаев утраты взрывчатых материалов промышленного назначения».
16. Межгосударственный стандарт ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб».
17. Межгосударственный стандарт ГОСТ 31378-2009 «Нефть. Общие технические условия».
18. Межгосударственный стандарт ГОСТ 3900-2022 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности».
19. Межгосударственный стандарт ГОСТ 8.587-2019 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений».



20. Межгосударственный стандарт ГОСТ ISO/IEC 17025-2019 «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий».
21. Межгосударственный стандарт ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей».
22. Межгосударственный стандарт ГОСТ 21534-2021 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей».
23. Межгосударственный стандарт ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды».
24. Межгосударственный стандарт ГОСТ 8.600-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Автоцистерны для жидких нефтепродуктов. Методика поверки».
25. Межгосударственный стандарт ГОСТ 28498-90 «Термометры жидкостные стеклянные. Общие технические требования. Методы испытаний».
26. Межгосударственный стандарт ГОСТ 31873-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы ручного отбора проб».
27. Межгосударственный стандарт ГОСТ 400-80 «Термометры стеклянные для испытаний нефтепродуктов. Технические условия».
28. Межгосударственный стандарт ГОСТ 427-75 «Линейки измерительные металлические. Технические условия».
29. Межгосударственный стандарт ГОСТ 18481-81 «Ареометры и цилиндры стеклянные. Общие технические условия».
30. Межгосударственный стандарт ГОСТ 33666-2015 «Автомобильные транспортные средства для транспортирования и заправки нефтепродуктов. Технические требования».
31. Государственный стандарт ГОСТ Р 51069-97 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API ареометром».
32. Государственный стандарт ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия».
33. Национальный стандарт ГОСТ Р 8.563-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений».
34. Национальный стандарт ГОСТ Р 8.1016-2022 «Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».
35. Национальный стандарт ГОСТ Р 8.785-2012 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и широкой фракции легких углеводородов. Общие требования к методикам (методам) измерений».
36. Национальный стандарт ГОСТ Р 53228-2008 «Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Испытания».
37. Методика измерений МИ 3648-2021 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных стальных резервуарах».



38. Методика измерений МИ 3655-2021 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений в автомобильных цистернах».
39. Рекомендация МИ 2676-2001 «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».
40. Рекомендация МИ 2693-2001 «Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения коммерческого учета сырой нефти на нефтедобывающих предприятиях. Основные положения».
41. Рекомендация МИ 3651-2021 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений косвенным методом статических измерений в горизонтальных стальных резервуарах».
42. Рекомендация МИ 3659-2021 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений прямым методом динамических измерений».
43. Рекомендация МИ 2174-91 «Государственная система обеспечения единства измерений. Аттестация алгоритмов и программ обработки данных при измерениях. Основные положения».
44. Рекомендация МИ 2575-2000 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений».
45. Рекомендации по межгосударственной стандартизации РМГ 104-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика измерений».
46. Рекомендации по метрологии Р 50.2.075-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть и нефтепродукты. Лабораторные методы измерения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API».
47. Рекомендации по метрологии Р 50.2.076-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программа и таблицы приведения».
48. Стандарт Компании № ПЗ-05 С-0084 «Управление отходами».
49. Инструкция Компании № П1-01.05 И-0013 «Учет нефти при ведении приемо-сдаточных операций по приему, подготовке, хранению, транспортировке и сдаче нефти в систему магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть» между Обществами Группы ПАО «НК «Роснефть» и сторонними организациями».
50. Типовые требования Компании № П1-01.05 М-0133 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов».
51. 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».
52. Типовые требования Компании № ПЗ-11.02 ТТР-0001 «Процедура пломбирования технологического оборудования».
53. Типовые требования Компании № ПЗ-12.01 ТТР-0001 «Делопроизводство в Обществах Группы».



54. Методические указания Компании № П4-04 М-0135 «Организация измерений при проведении учетных операций с нефтью, нефтепродуктами, газовым конденсатом, сжиженным углеводородным газом и широкой фракцией легких углеводородов».



11. ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица 14
Перечень Приложений к Типовым требованиям Компании

НОМЕР ПРИЛОЖЕНИЯ	НАИМЕНОВАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	2	3
1	Список форм документов и материалов	Включено в настоящий документ



ПРИЛОЖЕНИЕ 1. СПИСОК ФОРМ ДОКУМЕНТОВ И МАТЕРИАЛОВ

Таблица 15
Список форм документов и материалов к Типовым требованиям Компании

НОМЕР ФОРМЫ	НАИМЕНОВАНИЕ
1	2
1	Форма «Акт приема-сдачи нефти по показаниям СИКН для оформления партий нефти»
2	Форма «Акт приема-сдачи нефти по показаниям СИКН для валовых суточных объемов нефти»
3	Форма «Акт приема-сдачи нефти по РВС для оформления партий нефти»
4	Форма «Акт приема-сдачи нефти по РВС для валовых объемов нефти»
5	Форма «Акт приема-сдачи нефти по показаниям СИКН для оформления партий, перемещаемых через таможенную границу РФ»
6	Форма «Акт приема нефти по количеству в железнодорожных цистернах»
7	Форма «Акт результатов измерений жидкостей в бункерных, балластных и других танках судна»
8	Форма «Документ о качестве (паспорта качества) при сдаче нефти грузополучателям»
9	Форма «Документ о качестве (паспорта качества) при приеме (сдаче) нефти от третьих (третьим) лиц для подготовки и транспортировки и на производство нефтепродуктов»
10	Форма «Документ о качестве (паспорта качества) для поставки нефти на экспорт»
11	Форма «Документ о качестве (паспорта качества) для поставки нефти на экспорт морским транспортом»
12	Форма «Акт на списание фактических потерь нефти при добыче, сборе, подготовке, транспортировке и хранении»
13	Форма «Акт приема-сдачи ШФЛУ»
14	Форма «Документ о качестве (паспорт качества) ШФЛУ»
15	Форма «Расчет изменения остатков нефти при вводе, выводе и демонтаже технологического оборудования, и изменении обводненности продукции»
16	Форма «Справка. Выходные параметры жидкости с объектов Служб ППН ОГ и Служб ДНГ ОГ»
17	Форма «карта»
18	Форма «карта» (свод остатков нефти в трубопроводах)
19	Форма «карта» («мертвые» остатки нефти в трубопроводах по Служба ЭПТ ОГ)
20	Форма «карта» («мертвые» остатки нефти в трубопроводах по ЦТОиРТ Служба ЭПТ ОГ)
21	Форма «Акт инвентаризации нефти в трубопроводах Служба ППН ОГ»
22	Форма «Акт инвентаризации нефти в трубопроводах Служба ЭПТ ОГ»
23	Форма «Акт изменений «мертвых» остатков нефти за счет заполнения трубопроводов»
24	Форма «Акт изменений «мертвых» остатков нефти за счет опорожнения трубопроводов»
25	Форма «Акт изменений «мертвых» остатков нефти за счет замещения (изменения обводненности) в трубопроводах»



НОМЕР ФОРМЫ	НАИМЕНОВАНИЕ
1	2
26	Форма «Акт инвентаризации нефти в трубопроводах Службы ДНГ ОГ»
27	Форма «Акт инвентаризации нефти в аппаратах Службы ППН ОГ»
28	Форма «Акт инвентаризации нефти в аппаратах Службы ДНГ ОГ»
29	Форма «Сводный акт инвентаризации нефти в РВС Службы ППН ОГ»
30	Форма «Акт снятия натуральных остатков нефти в РВС»
31	Форма «Сводный Акт инвентаризации нефти по ОГ»
32	Форма «Исполнительный баланс нефти по ОГ»
33	Форма «Расчет нормативов «мертвых» (неподвижных) и технологических остатков нефти»
34	Форма «Журнал результатов измерений и определения параметров жидкости для определения количества нефти по ТРИЗ с применением ИУ или СИ»
35	Форма «Сводный месячный эксплуатационный рапорт»
36	Форма «Расчет массы нетто остатков нефти на объектах сбора нефти по на »
37	Форма «Расчет массы нетто остатков нефти на объектах сбора и подготовки нефти по на »
38	Перечни документации, обязательной к наличию на ПОН, ПСН
39	Форма ТТН на отпуск нефти собственным подразделениям ОГ на производственно-технологические нужды
40	Форма паспорта качества нефти
41	Форма реестра учета отгрузки нефти
42	Форма заполнения ТТН на отпуск нефти сторонним организациям (собственным подразделениям) на производственно-технологические нужды с примером заполнения
43	Форма учета распределения норм времени движения АЦ от ПОН до ПСН
44	Форма реестра учета приема нефти
45	Форма журнала учета приема нефти
46	Форма акта сверки объемов вывезенной нефти с ПОН и принятой на ПСН
47	Форма акта о выделении к уничтожению дел (документов) ССП
48	Форма ТН
49	Форма акта отбора проб
50	Форма акта о проведении замеров
51	Оперативный ежесуточный материальный баланс нефти и ГК блока по развитию нефтегазового и шельфового бизнеса
52	Плановые показатели для оперативного ежесуточного материального баланса нефти и ГК



СПРАВОЧНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ. ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ И ВНЕШНИХ ИСТОЧНИКОВ

ВЫПИСКА ИЗ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

ВНУТРЕННИЙ ДОКУМЕНТ	— документ, который готовится, оформляется и исполняется в пределах юридического лица.
ВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ	— вид транспорта, используемый для перевозки грузов и пассажиров по водным естественным (океаны, моря, реки, озера) и искусственным (каналы, водохранилища) путям сообщения, а также для выполнения иной деятельности, связанной с судоходством.
ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ	— жидкая смесь, состоящая из парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов широкого фракционного состава, содержащая примеси неуглеводородных компонентов, сконденсировавшаяся из природного газа.
ЕДИНОЛИЧНЫЙ ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ОРГАН (ЕИО)	— должностное лицо, осуществляющее деятельность по управлению Обществом на основании Устава Общества, Положения о единоличном исполнительном органе, договора и внутренних документов Общества, действует без доверенности от имени и в интересах Общества, в том числе совершает сделки, утверждает штаты, издаёт распорядительные документы и даёт указания, обязательные для исполнения всеми работниками Общества.
ЗАВОД-ИЗГОТОВИТЕЛЬ	— организация, изготавливающая продукцию (изделия) и несущая ответственность за соответствие изготовленной продукции (изделия) требованиям технических условий и действующих нормативных документов.
ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА	— совокупность функционально объединенных средств измерений, измерительных преобразователей и других устройств, предназначенных для измерений одной или нескольких величин и размещенных в одной пространственно обособленной зоне.
ИНФОРМАЦИОННЫЙ РЕСУРС «НОРМАТИВНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ» (ИР «НО»)	— информационный ресурс, предназначенный для размещения и хранения электронных копий локальных нормативных документов ПАО «НК «Роснефть», Компании и Обществ Группы, терминов Корпоративного глоссария и связанной с ними информации (701.000.001.000).
ИСПЫТАТЕЛЬНАЯ ЛАБОРАТОРИЯ/	— структурное подразделение, осуществляющее следующие виды деятельности:



ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ ЦЕНТР	<ul style="list-style-type: none">– испытания;– отбор образцов, связанный с последующими испытаниями.
КОМПАНИЯ	<ul style="list-style-type: none">– группа юридических лиц различных организационно-правовых форм, включая ПАО «НК «Роснефть», в отношении которых последнее прямо и (или) косвенно выступает в качестве основного или преобладающего (участвующего) Общества.
ЛОКАЛЬНЫЙ НОРМАТИВНЫЙ ДОКУМЕНТ (ЛНД)	<ul style="list-style-type: none">– внутренний документ, в котором в целях многократного применения устанавливаются правила и требования для исполнения работниками при осуществлении ими трудовой функции, а также другими лицами, на которых он распространяет свое действие.
МАТЕРИАЛЬНО ОТВЕТСТВЕННОЕ ЛИЦО	<ul style="list-style-type: none">– работник, который получает в подотчет материальные ценности для их хранения, выдачи, использования по назначению, либо реализации, и несет полную или коллективную материальную ответственность в соответствии с заключенным договором материальной ответственности.
НЕФТЬ	<ul style="list-style-type: none">– полезное ископаемое, представляющее природную смесь углеводородов (парафиновой, нафтеновой и ароматической групп), которое в пластовых и стандартных (0,1 МПа и 20°C) условиях находится в жидкой фазе.
НЕФТЬ НА ПРОИЗВОДСТВЕННО- ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НУЖДЫ	<ul style="list-style-type: none">– необходимый объем нефти для выполнения технологической операции промывки скважин, выкидных линий, автоматизированных групповых замерных установок, отдельных элементов нефтесборной системы.
ОБЩЕСТВО ГРУППЫ (ОГ)	<ul style="list-style-type: none">– хозяйственное общество, прямая и (или) косвенная доля владения ПАО «НК «Роснефть» акциями или долями в уставном капитале которого составляет 20 процентов и более.
ОСТАТОЧНЫЙ НЕФТЯНОЙ ПРОДУКТ	<ul style="list-style-type: none">– нефтепродукт, изготовленный из высококипящих остатков переработки нефти.
ПОДРЯДНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ (ПОДРЯДЧИК)	<ul style="list-style-type: none">– физическое или юридическое лицо, которое выполняет работы по договору подряда, заключаемому с заказчиком в соответствии с Гражданским кодексом Российской Федерации.
ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ	<ul style="list-style-type: none">– растворенный газ или смесь растворенного газа и газа газовой шапки из всех видов месторождений углеводородного сырья, добываемый через нефтяные



	скважины.
РАБОЧАЯ ИНВЕНТАРИЗАЦИОННАЯ КОМИССИЯ (РИК)	– временный координационный орган, создаваемый с целью проведения инвентаризации активов и обязательств, оформления результатов инвентаризации, подготовки предложений по урегулированию инвентаризационных расхождений по результатам инвентаризации для вынесения на рассмотрение Центральной инвентаризационной комиссии.
РАСПОРЯДИТЕЛЬНЫЙ ДОКУМЕНТ	– вид внутреннего документа, в котором фиксируется решение административных и организационных вопросов, а также вопросов управления, взаимодействия, обеспечения и регулирования деятельности юридического лица, его структурных подразделений и должностных лиц.
САМОСТОЯТЕЛЬНОЕ СТРУКТУРНОЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ (ССП)	– структурное подразделение, руководитель которого находится в непосредственном подчинении Главного исполнительного директора ПАО «НК «Роснефть» или топ-менеджера ПАО «НК «Роснефть», руководителя верхнего звена или заместителя руководителя верхнего звена Общества Группы.
СЛУЖБА БЕЗОПАСНОСТИ ОБЩЕСТВА ГРУППЫ (СБ ОГ)	– структурное подразделение или работник Общества Группы, ответственные за осуществление деятельности в области экономической безопасности Общества Группы и физической защиты объектов Компании.
СЛУЖБА ГЛАВНОГО ИНЖЕНЕРА ОБЩЕСТВА ГРУППЫ	– совокупность структурных подразделений Общества Группы, ответственных за организацию основных процессов добычи, подготовки, перекачки и сдачи нефти, природного газа и газового конденсата, попутного нефтяного газа и продуктов, получаемых при его подготовке, исправное состояние и надёжность эксплуатации скважин, поддержание пластового давления, а также вспомогательных процессов, обеспечивающих контроль и учёт углеводородного сырья, химизацию технологических процессов, контроль качества продукции, лабораторно-аналитические исследования, механоремонтное обеспечение и целостность объектов, основного и вспомогательного оборудования, зданий и сооружений, эксплуатацию и текущий ремонт нефтепромысловых трубопроводов, эксплуатацию систем энергоснабжения.
СЛУЖБА ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА ОБЩЕСТВА ГРУППЫ (СЛУЖБА ДНГ ОГ)	– структурное подразделение Общества Группы, ответственное за реализацию процессов по добыче нефти и газа, за работу фонда скважин и учёт погружного оборудования, за контроль исполнения



	текущих и годовых производственных планов по добыче нефти и газа.
СЛУЖБА ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ ОБЩЕСТВА ГРУППЫ (СЛУЖБА ППН ОГ)	– структурное подразделение Общества Группы, ответственное за реализацию процессов по подготовке, переработке, перекачке, сдаче нефти и производственно-техническое сопровождение.
СЛУЖБА ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОБЩЕСТВА ГРУППЫ (СЛУЖБА ЭПТ ОГ)	– структурное подразделение Общества Группы, ответственное за реализацию процессов обеспечения эксплуатации, инжиниринг и технический надзор за состоянием промысловых трубопроводов.
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА «ДОБЫЧА» (ТИС «ДОБЫЧА»)	– информационная система, предназначенная для сбора, мониторинга и анализа данных о добыче нефти и газа, а также формирования отчетности (100.300.000.000).
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ОСТАТОК НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ	– масса нефти или нефтепродукта при минимальном уровне в резервуаре, аппарате или трубопроводе, при котором обеспечивается устойчивая работа (без сброса или кавитации) насосов, откачивающих нефть или нефтепродукты из резервуара, аппарата или трубопровода.
ТРЕТЬЕ ЛИЦО	– юридическое лицо, в уставном капитале которого Общество не имеет прямой либо косвенной доли, некоммерческая организация, в состав органов управления которой не входят представители Общества, а также физическое лицо, не являющееся работником и не занимающее должность в органах управления Общества.
УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ (УВС)	– совокупность нефти, газового конденсата и других углеводородов, предназначенных для переработки и получения нефтепродуктов и продуктов нефтехимии.
ЦЕНТРАЛЬНАЯ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ СЛУЖБА ОБЩЕСТВА ГРУППЫ (ЦИТС ОГ)	– структурное подразделение Общества Группы, ответственное за выполнение производственных заданий по добыче нефти и газа, подготовке и сдаче нефти, закачке рабочего агента в пласты, в соответствии с геолого-техническими и организационно-техническими мероприятиями.
ЦЕНТРАЛЬНАЯ ДИСПЕТЧЕРСКАЯ СЛУЖБА (ЦДС)	– подразделение Внутреннего ИТ-Интегратора, осуществляющее прием, маршрутизацию обращений работников Компании, связанных с работой ИТ-сервисов, и предоставляющее обратную связь или решение по статусу исполнения обращений.



ЦЕНТРАЛЬНАЯ ИНВЕНТАРИЗАЦИОННАЯ КОМИССИЯ (ЦИК)

- координационный орган, создаваемый с целью организации и контроля за проведением инвентаризации активов и обязательств, включая управление Рабочими инвентаризационными комиссиями, принятия решений по урегулированию инвентаризационных расхождений и представления результатов инвентаризации на утверждение Единоличному исполнительному органу.

ШТАНГОВЫЙ ГЛУБИННЫЙ НАСОС

- насос объемного типа, приводимый в действие с помощью колонны насосных штанг, передающих возвратно-поступательное движение его плунжеру от наземного привода, и предназначенный для откачки пластовой жидкости из нефтяной скважины.

ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫЙ НАСОС

- устройство, предназначенное для работы в составе погружной установки по откачке пластовой жидкости, содержащей нефть, воду, газ и механические примеси, из нефтяных и водозаборных скважин.

ТЕРМИНЫ ИЗ ВНЕШНИХ ДОКУМЕНТОВ¹

«МЕРТВЫЙ» (НЕМОБИЛЬНЫЙ) ОСТАТОК

- объем нефти в резервуарах ниже верхней образующей приемо-раздаточного патрубка и в трубопроводах [п. 9.5 Руководящего документа РД 39-30-627-81 «Инструкция по учету нефти в нефтегазодобывающих объединениях»].

БАЛАНС НЕФТИ

- сводный документ, составляемый по результатам осуществления учетных операций с нефтью, содержащий сведения о количестве добытой организацией массы нетто нефти, ее использовании и остатках на начало и конец отчетного периода [п. 2 Правил учета нефти, утвержденных постановлением Правительства РФ от 16.05.2014 № 451].

БАЛЛАСТ НЕФТИ

- масса содержащихся в нефти воды, хлористых солей и нерастворимых в воде твердых веществ в виде осадка или во взвешенном состоянии (далее – механические примеси), определенных с применением средств измерений и (или) результатов лабораторных испытаний [п. 2 Правил учета нефти, утвержденных постановлением Правительства РФ от 16.05.2014 № 451].

ДОБЫЧА НЕФТИ

- комплекс технологических и производственных процессов по извлечению нефти из недр на земную

¹ Под внешними документами понимаются нормативные правовые акты, технические регламенты (Таможенного союза и Евразийского экономического союза), национальные стандарты и правила стандартизации, международные стандарты, региональные стандарты, региональные своды правил, межгосударственные стандарты, стандарты иностранных государств, иные внешние документы аналогичного статуса.



	поверхность, сбору и подготовке [п. 2 Правил учета нефти, утвержденных постановлением Правительства РФ от 16.05.2014 № 451].
ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЙ БАЛАНС ДОБЫЧИ НЕФТИ	— сводный документ, составляемый за определенный промежуток времени, с целью получения обобщенной информации о движении нефти [нефтепродуктов] в организациях, эксплуатирующих магистральный трубопровод, а также о ее [их] остатках на начало и конец отчетного периода [п. 100 Национального стандарта ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения»].
МЕТОДИКА (МЕТОД) ИЗМЕРЕНИЙ	— совокупность конкретно описанных операций, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений с установленными показателями точности [п. 11 ст. 2 Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»].
НЕФТЕГАЗОВОДЯНАЯ СМЕСЬ ИЛИ СКВАЖИННАЯ ЖИДКОСТЬ	— смесь, извлеченная из недр, содержащая углеводороды широкого физико-химического состава, попутный нефтяной газ, воду, минеральные соли, механические примеси и другие химические соединения [п.п. 3.7 п. 3 ГОСТ Р 8.1016-2022 «Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования»].
ОБЪЕКТ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ	— трубопроводы, аппараты и резервуары, а также емкости, используемые при технологических процессах по обезвоживанию, обессоливанию и стабилизации нефтегазоводяной смеси с целью получения нефти, соответствующей требованиям национального стандарта [п. 2 Правил учета нефти, утвержденных постановлением Правительства РФ от 16.05.2014 № 451].
ОСТАТОК НЕФТИ	— фактическое количество массы нетто нефти на объектах сбора и подготовки нефти [п. 2 Правил учета нефти, утвержденных постановлением Правительства РФ от 16.05.2014 № 451].
ПАРТИЯ НЕФТИ	— количество нефти, сопровождаемое одним документом о количестве (маршрутное поручение, или акт приема-сдачи нефти, или накладная на отгрузку, или коносамент) и одним паспортом [п. 4 Технического регламента Евразийского экономического союза ТР ЕАЭС 045/2017 «О безопасности нефти,



подготовленной к транспортировке и (или) использованию»].

ПОКАЗАТЕЛИ НЕФТИ

- количественные и физико-химические характеристики нефти (давление, температура, содержание воды, механических примесей, хлористых солей), определяемые с применением методов прямых и косвенных измерений, а также путем лабораторных испытаний [п. 2 Правил учета нефти, утвержденных постановлением Правительства РФ от 16.05.2014 № 451].

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 (далее – проектная документация) [п. 2 Правил учета нефти, утвержденных постановлением Правительства РФ от 16.05.2014 № 451].

ПОТЕРИ НЕФТИ ФАКТИЧЕСКИЕ

- количество нефти, безвозвратно утраченное на объектах сбора и подготовки нефти [п. 2 Правил учета нефти, утвержденных постановлением Правительства РФ от 16.05.2014 № 451].

ПОТЕРИ НЕФТИ ФАКТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ

- количество нефти, безвозвратно утраченное на объектах сбора и подготовки нефти, обусловленное технологическим процессом сбора и подготовки нефти [п. 2 Правил учета нефти, утвержденных постановлением Правительства РФ от 16.05.2014 № 451].

ПРИЕМО-СДАТОЧНЫЙ ПУНКТ

- пункт по учету количества и оценке качества нефти [нефтепродукта], на котором подразделения принимающей и сдающей нефть сторон выполняют операции приема-сдачи нефти [п. 3.41 Межгосударственного стандарта ГОСТ 34182-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения»].

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ

- совокупность объединенных средств измерений, системы сбора и обработки информации, технологического и иного оборудования, предназначенная для прямых или косвенных динамических измерений массы и показателей качества нефти [п. 3.74 Национального стандарта



ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование»].

ТОВАРНАЯ НЕФТЬ

- нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов, принятых в установленном порядке [п. 3.21 Межгосударственного стандарта ГОСТ 34182-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения»].

ТРАНСПОРТНАЯ НАКЛАДНАЯ

- перевозочный документ, подтверждающий заключение договора перевозки груза [п.п. 20 п. 1 ст. 2 Федерального закона от 08.11.2007 № 259-ФЗ «Устав автомобильного транспорта и городского наземного электрического транспорта»].

УЧАСТОК НЕДР

- блок недр (с ограничением по глубине или без такого ограничения), пространственные границы которого ограничены географическими координатами угловых точек в соответствии с лицензией на право пользования недрами, включая все входящие в него горные и геологические отводы [п. 3 ст. 336 Налогового кодекса Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 № 117-ФЗ].

УЧЕТНЫЕ ОПЕРАЦИИ С НЕФТЬЮ

- последовательно выполняемые организационные, технологические, измерительные и вычислительные действия по определению массы нетто нефти, а также составлению первичных учетных документов [п. 2 Правил учета нефти, утвержденных постановлением Правительства РФ от 16.05.2014 № 451].



СПРАВОЧНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ. ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ ЛНД

ВЕРСИЯ/ ИЗМЕНЕ НИЯ	ДАТА И РЕКВИЗИТЫ РД ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»			КРАТКАЯ АННОТАЦИЯ	ДАТА И РЕКВИЗИТЫ РД ООО «СЛАВНЕФТЬ- КРАСНОЯРСКНЕФТЕГАЗ»	
	УТВЕРЖДЕНИЯ	ВВЕДЕНИЯ В ДЕЙСТВИЕ (ВСТУПЛЕНИЯ В СИЛУ)	УТРАТЫ СИЛЫ		ВВЕДЕНИЯ В ДЕЙСТВИЕ (ВСТУПЛЕНИЯ В СИЛУ)	УТРАТЫ СИЛЫ
1.00	30.08.2005 приказ от 30.08.2005 № 51	30.08.2005 приказ от 30.08.2005 № 51	22.05.2007	—	—	—
Изм. 1	22.05.2007 приказ от 22.05.2007 № 208	22.05.2007 приказ от 22.05.2007 № 208	21.09.2007 приказ от 21.09.2007 № 101	—	—	—
2.00	21.09.2007 приказ от 21.09.2007 № 101	21.09.2007 приказ от 21.09.2007 № 101	12.09.2008 приказ от 12.09.2008 № 102	—	—	—
2.01	12.09.2008 приказ от 12.09.2008 № 102	12.09.2008 приказ от 12.09.2008 № 102	19.06.2009 приказ от 19.06.2009 № 281	—	—	—
2.02	19.06.2009 приказ от 19.06.2009 № 281	19.06.2009 приказ от 19.06.2009 № 281	05.04.2010	—	—	—
Изм. 1	05.04.2010 приказ от 05.04.2010 № 145	05.04.2010 приказ от 05.04.2010 № 145	18.10.2010 приказ от 18.10.2010 № 495	—	—	—
2.03	18.10.2010 приказ от 18.10.2010 № 495	18.10.2010 приказ от 18.10.2010 № 495	23.12.2013 приказ от 23.12.2013 № 643	—	—	—
3.00	23.12.2013	23.12.2013	17.11.2015	—	—	—



ВЕРСИЯ/ ИЗМЕНЕ НИЯ	ДАТА И РЕКВИЗИТЫ РД ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»			КРАТКАЯ АННОТАЦИЯ	ДАТА И РЕКВИЗИТЫ РД ООО «СЛАВНЕФТЬ- КРАСНОЯРСКНЕФТЕГАЗ»	
	УТВЕРЖДЕНИЯ	ВВЕДЕНИЯ В ДЕЙСТВИЕ (ВСТУПЛЕНИЯ В СИЛУ)	УТРАТЫ СИЛЫ		ВВЕДЕНИЯ В ДЕЙСТВИЕ (ВСТУПЛЕНИЯ В СИЛУ)	УТРАТЫ СИЛЫ
	приказ от 23.12.2013 № 643	приказ от 23.12.2013 № 643	приказ от 17.11.2015 № 527			
4.00	17.11.2015 приказ от 17.11.2015 № 527	17.11.2015 приказ от 17.11.2015 № 527	28.02.2017	—	24.06.2016 Приказ от 24.06.2016 № 171	15.09.2017 Приказ от 15.09.2017 № 480
Изм. 1	28.02.2017 приказ от 28.02.2017 № 108	28.02.2017 приказ от 28.02.2017 № 108	01.09.2017 распоряжение от 01.09.2017 № 418	—	24.06.2016 Приказ от 24.06.2016 № 171	15.09.2017 Приказ от 15.09.2017 № 480
5.00	01.09.2017 распоряжение от 01.09.2017 № 418	01.09.2017 распоряжение от 01.09.2017 № 418	30.09.2019 приказ от 30.09.2019 № 144	—	15.09.2017 Приказ от 15.09.2017 № 480	10.10.2019 Приказ от 10.10.2019 № 1504
6.00	30.09.2019 приказ от 30.09.2019 № 144	30.09.2019 приказ от 30.09.2019 № 144	30.12.2022	—	10.10.2019 Приказ от 10.10.2019 № 1504	16.03.2023
Изм. 1	30.12.2022 приказ от 30.12.2022 № 647	30.12.2022 приказ от 30.12.2022 № 647	24.05.2023	—	16.03.2023 Приказ от 16.03.2023 № 258	01.06.2023
Изм. 2	24.05.2023 приказ от 24.05.2023 № 242	24.05.2023 приказ от 24.05.2023 № 242	25.12.2024 приказ от 25.12.2024 № 00578-24	Проведена техническая актуализация в части: 1) изменения вида ЛНД в соответствии с новой Моделью ЛНД (Технологическая инструкция изменена на Типовые требования); 2) внесения изменений в раздел «Глоссарий»; актуализации ссылочной базы	01.06.2023 Приказ от 01.06.2023 № 640	28.12.2024 приказ от 28.12.2024 № 1653
7	25.12.2024 приказ от 25.12.2024 № 00578-24	25.12.2024 приказ от 25.12.2024 № 00578-24		В новой версии Типовых требований: ■ внесены уточнения, касающиеся периодичности выполнения измерений количества нефти на скважинах и добавлены требования	28.12.2024 приказ от 28.12.2024 № 1653	





ВЕРСИЯ/ ИЗМЕНЕ НИЯ	ДАТА И РЕКВИЗИТЫ РД ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»			КРАТКАЯ АННОТАЦИЯ	ДАТА И РЕКВИЗИТЫ РД ООО «СЛАВНЕФТЬ- КРАСНОЯРСКНЕФТЕГАЗ»	
	УТВЕРЖДЕНИЯ	ВВЕДЕНИЯ В ДЕЙСТВИЕ (ВСТУПЛЕНИЯ В СИЛУ)	УТРАТЫ СИЛЫ		ВВЕДЕНИЯ В ДЕЙСТВИЕ (ВСТУПЛЕНИЯ В СИЛУ)	УТРАТЫ СИЛЫ
				по выполнению анализа плотности нефти при стандартных и рабочих условиях; <ul style="list-style-type: none">внесены изменения в порядок определения уровня налива автоцистерн при приеме-отпуске нефти автомобильным транспортом		





Документ подписан и 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
		 Общество с ограниченной ответственностью "Славнефть-Красноярскнефтегаз" Калуцкий Игнат Иванович Доверитель: ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "СЛАВНЕФТЬ-КРАСНОЯРСКНЕФТЕГАЗ"	 a6df740d-d273-4eea-9f80-b59f5880c01b с 06.04.2023 00:00 по 06.04.2025 23:59 GMT+03:00 Доверенность прошла проверку	0516F93300BDB15FA0466BD36D22C6275E с 30.07.2024 06:04 по 30.07.2025 06:09 GMT+03:00	13.01.2025 11:25 GMT+03:00 Подпись соответствует файлу документа