ИНФОРМАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СПРАВОЧНИК
ПО НАИЛУЧШИМ ДОСТУПНЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ

ИТС 28-2021
ДОБЫЧА НЕФТИ





Москва
2021

Содержание

Введение iv

Предисловие vii

Область применения 1

Обозначения и сокращения 5

Раздел 1. Общая информация о нефтедобывающей отрасли Российской Федерации 8
- 1.1. Общая информация о текущем состоянии отрасли 8
- 1.2. Структура отрасли и основные показатели работы нефтедобывающей промышленности 9
- 1.3. Экономические показатели нефтедобычи и экспорт нефтяного сырья 21
- 1.4. Основная продукция нефтедобывающей отрасли 23
- 1.5. Основные экологические проблемы нефтедобывающей отрасли 23

Раздел 2. Описание основных и вспомогательных технологических установок (процессов), действующих в настоящее время на нефтедобывающих предприятиях Российской Федерации 27
- 2.1. Добыча, сбор и транспорт продукции нефтяных скважин 32
- 2.2. Подготовка нефти, газа и воды 41
- 2.3. Использование попутного нефтяного газа 57
- 2.4. Поддержание пластового давления. Закачка воды в пласт 59
- 2.5. Учет продукции перед передачей потребителю 62
- 2.6. Морская добыча нефти 63

Раздел 3. Текущие уровни эмиссии в окружающую среду от технологических объектов нефтедобывающих предприятий 64
- 3.1. Объекты добычи, сбора и транспорта продукции нефтяных скважин 64
- 3.2. Объекты подготовки нефти, газа и воды 69
- 3.3. Объекты использования попутного нефтяного газа 83
- 3.4. Объекты поддержания пластового давления (закачка воды в пласт) 97
- 3.5. Объекты учета продукции перед передачей потребителю (учет нефти, газа и воды) 103
- 3.6. Объекты морской добычи 108
- 3.7. Особенности производственного экологического контроля для нефтедобывающей отрасли, в том числе особенности измерения, включая измерения системами автоматического контроля 110

Раздел 4. Определение наилучших доступных технологий 112
- 4.1. Методология определения наилучших доступных технологий в добыче нефти 112

4.2. Методология определения маркерных веществ для основных и вспомогательных процессов добычи нефти 115

Раздел 5. Наилучшие доступные технологии 117
5.1. Общепримененимые наилучшие доступные технологии при добыче нефти 117
5.2. Отраслевые наилучшие доступные технологии 120
5.3. Особые указания расчета технологических показателей при добыче нефти 130

Раздел 6. Перспективные технологии 131

Заключительные положения и рекомендации 140

Приложение А 142

Приложение Б 147

Приложение В 150

Приложение Г 155

Библиография 170

Введение

Настоящий информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям «Добыча нефти» (далее – справочник НДТ) разработан на основе анализа технологических, технических и управленческих решений, применяемых в области добычи нефти, и содержит описание используемых в настоящее время и перспективных технологических процессов, технических способов, методов предотвращения и сокращения негативного воздействия на окружающую среду, а также процессов, способов, методов, направленных на повышение ресурсоэффективности и экологической результативности, из числа которых выделены решения, признанные наилучшими доступными согласно установленным критериям в п. 4 статьи 28.1 Федерального закона от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».

Термин «наилучшая доступная технология» (далее – НДТ) определен в статье 28.1 Федерального закона от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» – технология производства продукции (товаров), выполнения работ, оказания услуг, определяемая на основе современных достижений науки и техники и наилучшего сочетания критериев достижения целей охраны окружающей среды при условии наличия технической возможности ее применения».

Структура справочника НДТ соответствует ГОСТ Р 113.00.03-2019 «Наилучшие доступные технологии. Структура информационно-технического справочника» и включает в себя следующие основные элементы:

Введение. Содержит краткое описание и общую информацию о справочнике НДТ.

Предисловие. Содержит информацию о цели разработки справочника НДТ, его статусе, взаимосвязи с региональными, международными аналогами и другими справочниками НДТ, о сборе данных, об утверждении и введении в действие.

Область применения. Содержит информацию об основных и дополнительных видах деятельности, на которые распространяется действие справочника НДТ.

Раздел 1. Содержит общую информацию о состоянии и уровне развития нефтедобывающей отрасли Российской Федерации с учетом положений ГОСТ Р 56828.11-2015 «Наилучшие доступные технологии. Методические рекомендации по разработке раздела информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям по описанию приоритетных проблем отрасли».

Раздел 2. Содержит подробную информацию об основных и вспомогательных технологических процессах, которые применяются в настоящее время на нефтедобывающих предприятиях Российской Федерации, с учетом положений ГОСТ Р 113.00.04-2020 «Наилучшие доступные технологии. Формат описания технологий».

Раздел 3. Содержит информацию о текущих уровнях потребления сырья, материалов, энергетических ресурсов и эмиссий, маркерных веществах, характерных для нефтедобывающей промышленности Российской Федерации. Раздел подготовлен на основе данных, представленных предприятиями Российской Федерации в рамках

разработки справочника НДТ с учетом положений ГОСТ Р 113.00.04-2020 «Наилучшие доступные технологии. Формат описания технологий».

Раздел 4. Содержит порядок проведения сравнительного анализа и особенности учета критериев отнесения технологии, технологических и управленческих решений к наилучшим доступным технологиям на основании Федерального закона от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и с учетом положений ГОСТ Р 56828.8-2015 «Наилучшие доступные технологии. Методические рекомендации по описанию наилучших доступных технологий в информационно-техническом справочнике по наилучшим доступным технологиям».

Раздел 5. Содержит описание НДТ для добычи нефти, включая информацию о потенциальных экологических преимуществах, достигаемых при реализации технологии, а также информацию о воздействии на окружающую среду, потреблении ресурсов, особенностей применения, технического обслуживания и затратах (способов их снижения) при реализации указанной технологии с учетом положений ГОСТ Р 56828.8-2015 «Наилучшие доступные технологии. Методические рекомендации по описанию наилучших доступных технологий в информационно-техническом справочнике по наилучшим доступным технологиям».

Раздел 6. Содержит информацию о новых технологических, технических и управленческих решениях, способных на стадии промышленного внедрения обеспечить уровень воздействия на окружающую среду не ниже требований НДТ или же при соответствии им минимизировать производственные и (или) экономические затраты, а также направленных на повышение энергоэффективности и ресурсосбережения. Раздел подготовлен с учетом положений ГОСТ Р 56828.1-2015 «Наилучшие доступные технологии. Методические рекомендации по описанию перспективных технологий в информационно-техническом справочнике по наилучшим доступным технологиям».

Заключительные положения и рекомендации. Содержат рекомендации о дальнейших работах и сборе информации в области НДТ для нефтедобывающей отрасли промышленности, а также сведения о членах технической рабочей группы, принимавших участие при разработке справочника НДТ.

Приложения. Содержат перечень маркерных загрязняющих веществ, характерных для нефтедобывающей отрасли промышленности, перечень технологических показателей, перечень НДТ, сведения о ресурсной (в том числе энергетической) эффективности, а также «Заключение по наилучшим доступным технологиям» для нефтедобывающей отрасли промышленности.

«Заключение по наилучшим доступным технологиям» включает части справочника НДТ, содержащие

– область применения;

– описание НДТ, уровни эмиссий, соответствующие НДТ (технологические показатели), а также информацию, позволяющую оценить их применимость;

– методы производственного экологического контроля (прежде всего – подходы к организации измерений, в том числе касающиеся систем автоматического контроля).

«Заключение по наилучшим доступным технологиям» приведено в справочнике НДТ для использования заинтересованными лицами, в том числе промышленными предприятиями, при формировании заявок на комплексные экологические разрешения,

а также надзорными органами при выдаче комплексных экологических разрешений и является кратким описанием основных положений справочника, включая описание наилучших доступных технологий, информации, позволяющей оценить их применимость, уровни эмиссий и потребления ресурсов, методы производственного экологического контроля.

Библиография. Содержит перечень источников информации, использованных при разработке справочника НДТ.

Предисловие

Цели, основные принципы и порядок разработки информационно-технических справочников по наилучшим доступным технологиям установлены постановлением Правительства Российской Федерации от 23 декабря 2014 г. № 1458 «О порядке определения технологии в качестве наилучшей доступной технологии, а также разработки, актуализации и опубликования информационно-технических справочников по наилучшим доступным технологиям». Перечень областей применения наилучших доступных технологий определен распоряжением Правительства Российской Федерации от 24 декабря 2014 г. № 2674-р.

1. Статус документа

Справочник НДТ является документом национальной системы стандартизации.

2. Информация о разработчиках

Справочник НДТ разработан Федеральным государственным бюджетным учреждением науки Ордена Трудового Красного Знамени Институтом нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева Российской академии наук (ИНХС РАН) совместно с технической рабочей группой № 28 «Добыча нефти» (далее — ТРГ 28), состав которой утвержден приказом Минпромторга России от 10 сентября 2020 г. № 3014.

Перечень организаций, принимавших участие в разработке справочника НДТ, приведен в разделе «Заключительные положения и рекомендации».

Справочник НДТ представлен на утверждение Бюро наилучших доступных технологий (далее – Бюро НДТ) (www.burondt.ru).

3. Краткая характеристика

Справочник НДТ содержит описание технологических процессов, оборудования, технических способов, методов, применяемых при разработке нефтяных, газонефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений, в том числе позволяющих снизить негативное воздействие на окружающую среду, повысить энергоэффективность, обеспечить ресурсосбережение. Из описанных технологических процессов, оборудования, технических способов, методов (в том числе управления) определены решения, являющиеся НДТ.

4. Взаимосвязь с международными, региональными аналогами

При разработке справочника НДТ был учтен опыт создания Руководства по наилучшим доступным технологиям разведки и добычи углеводородов (Европейская комиссия, 2019), опыт создания справочников Европейского союза по наилучшим доступным технологиям (отраслевой аналог отсутствует), а также учтены особенности добычи углеводородного сырья в российских нефтегазодобывающих компаниях.

5. Сбор данных

Информация о технологических процессах, оборудовании, технических способах, методах, применяемых при разработке газонефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений в Российской Федерации, была собрана в процессе актуализации справочника НДТ в соответствии с Порядком сбора данных, необходимых для разработки справочника по наилучшим доступным технологиям и анализа приоритетных проблем отрасли, утвержденным приказом Минпромторга России от 18 декабря 2019 г. № 4841.

6. Взаимосвязь с другими справочниками НДТ

Взаимосвязь справочника НДТ с другими справочниками, разрабатываемыми в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 31 октября 2014 г. № 2178-р, приведена в разделе «Область применения».

7. Информация об утверждении, опубликовании и введении в действие

Справочник НДТ утвержден приказом Росстандарта от 21 октября 2021 г. № 2326.

Справочник НДТ введен в действие с 1 марта 2022 г., официально опубликован в информационной системе общего пользования – на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (www.gost.ru).

8. Взамен ИТС 28-2017.

ИНФОРМАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СПРАВОЧНИК ПО НАИЛУЧШИМ ДОСТУПНЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ

Добыча нефти

Oil production

Дата введения 01–03–2022

Область применения

Настоящий справочник НДТ распространяется на следующие виды деятельности:

– добыча нефти;

– добыча нефтяного (попутного) газа;

– предоставление услуг в области добычи нефти и нефтяного (попутного) газа;

– подготовка, переработка и использование на собственные нужды нефти и нефтяного (попутного) газа в районе разработки месторождения.

Справочник НДТ также распространяется на процессы, связанные с основными видами деятельности, которые могут оказать влияние на объемы эмиссий и (или) масштабы загрязнения окружающей среды:

– производственные процессы:
  - разработка месторождений,
  - добыча, сбор и внутрипромысловая транспортировка продукции нефтяных скважин,
  - подготовка и промысловая переработка нефти, нефтяного (попутного) газа и воды,
  - компримирование нефтяного (попутного) газа,
  - использование нефтяного (попутного) газа в условиях промысла,
  - поддержание пластового давления,
  - закачка углеводородов и подтоварной воды в пласт,
  - учет добываемых продуктов (нефть, нефтяной (попутный) газ) перед передачей потребителю;

– методы предотвращения и сокращения воздействий на окружающую среду и образования отходов при добыче нефти и нефтяного (попутного) газа.

Справочник НДТ не распространяется на следующие виды деятельности:

– добыча горючих (битуминозных) сланцев и битуминозных песков и извлечение из них нефти;

– добыча природного газа;

– поисково-разведочные работы на нефтяных и газовых скважинах;

– разведочное и эксплуатационное бурение;

– очистка нефтепродуктов;

– разведка нефтяных месторождений и другие геофизические, геологические и сейсмические исследования;

– производство нефтепродуктов в процессе переработки нефти и конденсата;

– производство сжиженных углеводородных газов, широкой фракции легких углеводородов, сухого (отбензиненного) газа, этановой фракции, индивидуальных углеводородов (пропана, бутана, пентана), бензина газового стабильного, моторных топлив, конденсата газового стабильного и других углеводородов из нефтяного (попутного) газа.

Справочник НДТ не распространяется на процессы:

– строительства эксплуатационных и разведочных скважин;

– консервации и ликвидации скважин и иных объектов добычи углеводородного сырья;

– транспортирования нефти и нефтяного (попутного) газа вне промысла/месторождения;

– обеспечения промышленной безопасности или охраны труда.

Основные виды экономической деятельности в соответствии с ОКВЭД 2, а также производимая продукция, наименование которой дано в соответствии с ОК 034-2014 (ОКПД), представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Виды экономической деятельности и наименовании продукции, попадающие под действие справочника НДТ

ОКПД 2	Наименование продукции по ОК 034-2014 (ОКПД)	Наименование вида деятельности ОКВЭД 2	ОКВЭД 2
06.1	Нефть	Добыча нефти и нефтяного (попутного) газа	06.1
		Добыча нефти и нефтяного (попутного) газа	06.10
06.10.10.100	Нефтегазоводяная смесь (скважинная жидкость)	Добыча нефти	06.10.1
06.10.10.200	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная		
06.10.10.210	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная малосернистая		
06.10.10.211	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная малосернистая особо легкая		
06.10.10.212	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная малосернистая легкая		

ОКПД 2	Наименование продукции по ОК 034-2014 (ОКПД)	Наименование вида деятельности ОКВЭД 2	ОКВЭД 2
06.10.10.213	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная малосернистая средняя		
06.10.10.214	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная малосернистая тяжелая		
06.10.10.215	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная малосернистая битуминозная		
06.10.10.220	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная сернистая		
06.10.10.221	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная сернистая особо легкая		
06.10.10.222	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная сернистая легкая		
06.10.10.223	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная сернистая средняя		
06.10.10.224	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная сернистая тяжелая		
06.10.10.225	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная сернистая битуминозная		
06.10.10.230	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная высокосернистая		
06.10.10.231	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная высокосернистая особо легкая		
06.10.10.232	Нефть обезвоженная, обессоленная		

ОКПД 2	Наименование продукции по ОК 034-2014 (ОКПД)	Наименование вида деятельности ОКВЭД 2	ОКВЭД 2
	и стабилизированная высокосернистая легкая		
06.10.10.233	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная высокосернистая средняя		
06.10.10.234	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная высокосернистая тяжелая		
06.10.10.235	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная высокосернистая битуминозная		
06.10.10.240	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная особо высокосернистая		
06.10.10.241	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная особо высокосернистая особо легкая		
06.10.10.242	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная особо высокосернистая легкая		
06.10.10.243	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная особо высокосернистая средняя		
06.10.10.244	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная особо высокосернистая тяжелая		
06.10.10.245	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная особо высокосернистая битуминозная		
06.20.10.120	Газ нефтяной попутный (газ горючий природный нефтяных месторождений)	Добыча нефтяного (попутного) газа	06.10.3

ОКПД 2	Наименование продукции по ОК 034-2014 (ОКПД)	Наименование вида деятельности ОКВЭД 2	ОКВЭД 2
09.10	Услуги по добыче нефти и природного газа	Предоставление услуг в области добычи нефти и природного газа	09.10
19.20	Нефтепродукты	Разделение и извлечение фракций из нефтяного (попутного) газа	19.20.2
49.50.11	Услуги по транспортировке по трубопроводам нефти и нефтепродуктов	Транспортирование по трубопроводам нефти и нефтепродуктов	49.50.1

Дополнительные виды деятельности и соответствующие им справочники НДТ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Дополнительные виды деятельности при добыче нефти и соответствующие им справочники НДТ

Вид деятельности	Соответствующий справочник НДТ
Очистка сточных вод	ИТС НДТ 8 «Очистка сточных вод при производстве продукции (товаров), выполнении работ и оказании услуг на крупных предприятиях»
Обращение с отходами	ИТС НДТ 9 «Утилизация и обезвреживание отходов термическими способами»
	ИТС НДТ 15 «Утилизация и обезвреживание отходов (кроме обезвреживания термическим способом (сжигание отходов)»
	ИТС НДТ 17 «Размещение отходов производства и потребления»
Промышленные системы охлаждения	ИТС НДТ 20 «Промышленные системы охлаждения»
Очистка выбросов загрязняющих веществ	ИТС НДТ 22 «Очистка выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух при производстве продукции (товаров), а также при проведении работ и оказании услуг на крупных предприятиях»
Производственный экологический контроль	ИТС НДТ 22.1 «Общие принципы производственного экологического контроля и его метрологического обеспечения»
Производство энергии	ИТС НДТ 38 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
Хранение и складирование	ИТС НДТ 46 «Сокращение выбросов загрязняющих веществ, сбросов загрязняющих веществ при хранении и складировании товаров (грузов)»
Энергоэффективность	ИТС НДТ 48 «Повышение энергетической эффективности при осуществлении хозяйственной и (или) иной деятельности»

Обозначения и сокращения

АГОВ – аппарат глубокой отчистки воды

АРМ – автоматизированное рабочее место

АСН – автоматизированная система налива

БДРВ – база данных реального времени

БКНС – блочная кустовая насосная станция

БлОГ – блок отбензинивания газа

ВИНК – вертикально-интегрированная компания

ВКС – вакуумная компрессорная станция

ГПЗ – газоперерабатывающий завод

ГПУ – газопоршневая установка

ГПЭС – газопоршневая электростанция

ГТУ – газотурбинная установка

ГТЭС – газотурбинная электростанция

ГФУ – горизонтальная факельная установка

ДКС – дожимная компрессорная станция

ДНС – дожимная насосная станция

ЕСГ – единая система газоснабжения

ИТ – импульсная трубка

ИТС НДТ – информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям

ИУ – измерительная установка

КДФТ-А – концевые делители фаз трубные автоматизированные

КИП – контрольно-измерительный прибор

КНС – кустовая насосная станция

КПЭ – ключевые показатели эффективности

КЭР – комплексное экологическое разрешение

МГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта

МКОС – мобильный комплекс освоения скважин

НДТ – наилучшая доступная технология

НКТ – насосно-компрессорная труба

ОВ – отстойник воды

ОПЗ – очистка призабойной зоны

ОРДЗ – одновременно раздельная добыча и закачка

ПАВ – поверхностно-активное вещество

ПБТ– пропан-бутан технический

ПГ – природный газ

ПНГ – попутный нефтяной газ

ППД – поддержание пластового давления

ПСП – приемо-сдаточный пункт

ПХГ –подземные хранилища газа

РСПП – Российский союз промышленников и предпринимателей

СИКВ – система измерений количества и показателей качества воды

СИКГ – система измерения количества и параметров газа

СИКН – система измерения количества и показателей качества нефти

СРП – соглашение о разделе продукции

СУГ – сжиженный углеводородный газ

ТВО – трубный водоотделитель

ТЭК – топливно-энергетический комплекс

УВ – углеводороды

УНТК – установка низкотемпературной конденсации

УНТС – установка низкотемпературной сепарации

УПН – установка подготовки нефти

УПОГ – узел предварительного отбора газа

УППГ – установка предварительной подготовки газа

УПСВ – установка предварительного сброса воды

УШВН – установка штангового винтового насоса

УЭЛН – установка электроприводного лопастного насоса

ФВД – факельная система высокого давления

ФНД – факельная система низкого давления

ЦНС – секционный центробежный насос

ЦПС – центральный пункт сбора

ШНГ – штанговый глубинный насос

ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов

Раздел 1. Общая информация о нефтедобывающей отрасли Российской Федерации

1.1. Общая информация о текущем состоянии отрасли

Российская Федерация входит в группу стран-лидеров по запасам углеводородного сырья. Согласно официальной статистической отчетности за 2019 год, мировые разведанные запасы нефти достигли 244,6 млрд т, сократившись на 0,1 % относительно 2018 года [1, 2, 3]. Российская Федерация находится на шестом месте (после Венесуэлы, Саудовской Аравии, Канады, Ирана и Ирака) по объемам разведанных запасов, которые составляют порядка 6,2 % в мировых запасах нефти. Доля Российской Федерации в мировой добыче нефти составляет 11,5 % [2]. По данным Министерства энергетики Российской Федерации, в 2019 г. добыча нефти и газового конденсата в России выросла на 0,9 % (на 5,2 млн т больше по сравнению с 2018 г.) и составила 561,2 млн т. К основным факторам увеличения объемов нефтедобычи относится ввод в эксплуатацию новых месторождений, а также выход на плато добычи ранее введенных месторождений.

За 2019 год на континентальном шельфе Российской Федерации добыча нефти возросла на 3,1 % (на 0,9 млн т), обновив максимальный показатель годового производства за весь период существования морской добычи в стране, и составила 30 млн т. Из них 19,2 млн т нефти было произведено на морских месторождениях Дальнего Востока (Охотское море), 7,4 млн т – на юге страны в российской зоне Каспийского моря и 3,1 млн т – на арктическом севере России (в Печорском море) [2].

Суммарная добыча нефти на новых месторождениях Российской Федерации (месторождения со сроком эксплуатации не более 5 лет) по итогам 2019 г. составила 41,3 млн т, снизившись относительно аналогичного показателя предшествующего года на 0,7 млн т (1,7 %). Сокращение обусловлено выходом из списка «новых» ряда крупных месторождений севера Европейской части страны, сроки эксплуатации которых к 2019 г. превысили пятилетний период [2].

По данным Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации, объем запасов нефти (категория $A+B_1+C_1$) в России на 1 января 2019 г. составляет 18,6 млрд т. Более 2/3 сырьевых запасов жидких углеводородов сосредоточено в 11 уникальных и 182 крупных многопластовых месторождениях, расположенных преимущественно на территории Ханты-Мансийского автономного округа — Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа. Основная доля извлекаемых запасов нефти заключена в границах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, включающей территории Уральского федерального округа, а также юго-запад Сибирского федерального округа. Более 60 % российских запасов газового конденсата сосредоточено в северной части провинции (Ямало-Ненецкий автономный округ). Крупнейшие месторождения по объемам запасов и добычи нефти в Российской Федерации приведены в таблице 1.1 [1, 2].

Таблица 1.1 – Крупнейшие месторождения по запасам и добыче нефти в Российской Федерации

Месторождения нефти с объемами запасов более 150 млн т		Месторождения нефти с объемами добычи более 5 млн т	
Месторождение	Объем запасов нефти, млн т	Месторождение	Объем добычи нефти, млн т
Приобское	1166	Приобское	37,1
Самотлорское	858	Самотлорское	18,3
Красноленинское	568	Ванкорское	16,0
Русское	370	Ромашкинское	15,5
Ванкорское	302	Приразломное	9,6
Федоровское	250	Федоровское	9,1
Восточно-Мессояхское	226	Малобалыкское	8,9
Ромашкинское	194	Верхнечонское	8,2
Оренбургское	189	Красноленинское	7,0
Приразломное	189	Новопортовское	6,4
Новопортовское	189	Имени В. Филановского	6,1
Усинское	181	Арланское	6,0
Юрубчено-Тохомское	178	Талаканское	5,7
Салымское	158	Ярактинское	5,6
Ван-Еганское	155		

1.2. Структура отрасли и основные показатели работы нефтедобывающей промышленности

По данным Министерства энергетики Российской Федерации на 01.01.2020 г., добычу жидких углеводородов (нефти и газового конденсата) на территории Российской Федерации осуществляли 292 организации, имеющие лицензии на право пользования недрами. В их числе: 105 организаций, входящих в структуру 11 вертикально-интегрированных компаний (далее – ВИНК); 184 независимых добывающих компаний, не входящих в структуру ВИНК; 3 компании, работающие на условиях соглашений о разделе продукции (далее – операторы СРП) [2].

В последние годы в структуре нефтедобычи происходит постепенное сокращение производственной доли ВИНК, одновременно возрастает доля независимых нефтедобывающих компаний. Суммарный вклад данной категории недропользователей в общеотраслевой показатель производства нефтяного сырья в Российской Федерации за 2019 г. вырос с 14,8 % до 15,3 %. Доля операторов СРП в данном показателе сохраняется и составляет 3,5 % от общего объема национальной нефтедобычи на 2019 г. [2].

Пятью крупнейшими российскими ВИНК — ПАО «НК «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Сургутнефтегаз» и ПАО «Татнефть» — в 2019 г. было добыто 439,2 млн т нефти. Объемы добычи жидких углеводородов крупнейшим российскими компаниями в 2019 г. приведены на рисунке 1.1 [1].

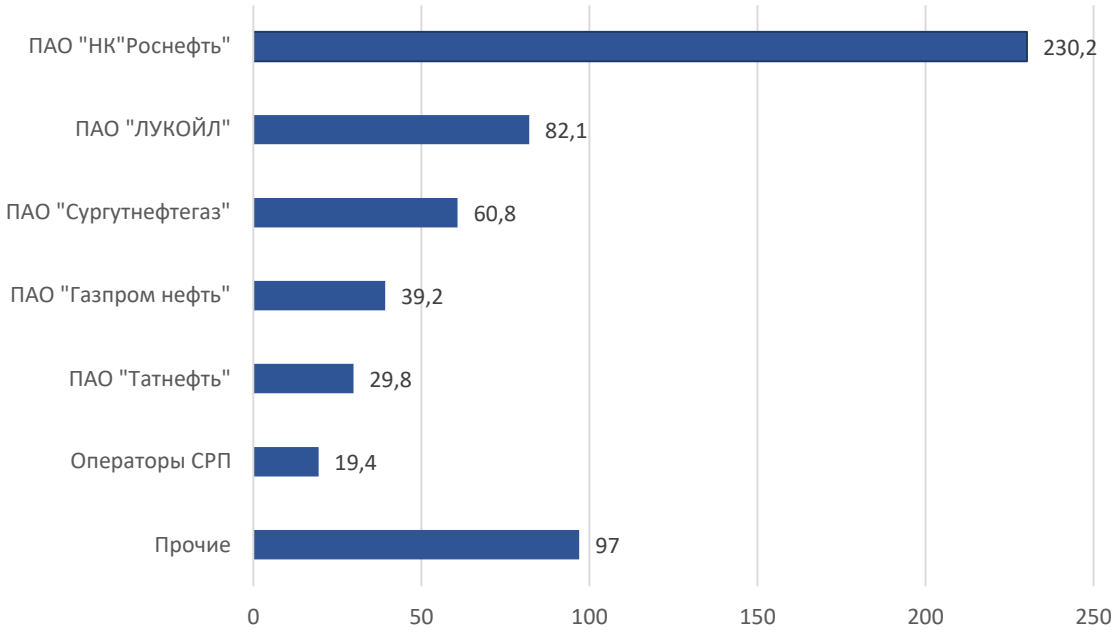


Рисунок 1.1 – Добыча жидких углеводородов крупнейшим российскими компаниями в 2019 г., млн т

Рост годового производства нефти в 2019 г. отмечен по всем основным категориям недропользователей, однако внутри выделяемых отраслевых групп производителей динамика производственных показателей складывалась не одинаково. Так, согласно официальной отчетности компании ЛУКОЙЛ, объемы производства в 2019 г. сохранились на уровне прошлого года и составили 14,6 % от общероссийского объема добычи (82,1 млн т нефти) [4]. А, например, объемы добычи нефти ПАО «Сургутнефтегаз» в 2019 г. составили 60,8 млн т [5], что на 0,2 % меньше по сравнению с 2018 г.

В таблице 1.2 представлена информация об основных месторождениях нефти Российской Федерации по данным государственного доклада «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2019 году» [1].

Таблица 1.2 – Общая информация о разрабатываемых месторождениях

Месторождение, нефтегазоносная провинция (субъект РФ)	Тип	Степень освоенности	Запасы на 01.01.2020 г. категорий, млн т		Доля в запасах РФ, %	Добыча в 2019 г., тыс. т
			$A+B_1+C_1$	B_2+C_2		
ПАО «НК «Роснефть»						
Приразломное*, Западно-Сибирская НГП (ХМАО-Югра)	нефтяное	эксплуатируемое	248,5	260,4	1,7	9,7
Салымское*, Западно-Сибирская НГП (ХМАО-Югра)	нефтяное	эксплуатируемое	114,3	81,6	0,6	0,6
Малобалыкское*, Западно-Сибирская НГП (ХМАО-Югра)	нефтяное	эксплуатируемое	121,2	18,4	0,5	7,4
Мамонтовское, Западно-Сибирская НГП (ХМАО-Югра)	нефтяное	эксплуатируемое	91,8	38,8	0,4	4,7
Правдинское*, Западно-Сибирская НГП (ХМАО-Югра)	нефтяное	эксплуатируемое	84,7	32,2	0,4	1,4
Западно-Сибирская НГП (ЯНАО)	нефтегазоконденсатное	эксплуатируемое	152,8	46,5	0,6	0,4
Тунгусская НГП (Иркутская область)	нефтегазоконденсатное	разведываемое	42,9	104,6	0,5	0,04
Победа, Западно-Сибирская НГП (шельф Карского моря)	нефтегазовое	разведываемое	0,6	129,4	0,4	0
Им. Савостьянова*, Лено-Тунгусская НГП (Иркутская область)	нефтегазоконденсатное	разведываемое	9,98	142,3	0,5	0
Омбинское, Западно-Сибирская НГП (ХМАО-Югра)	нефтяное	эксплуатируемое	30,7	1,8	0,1	2,96

Месторождение, нефтегазоносная провинция (субъект РФ)	Тип	Степень освоенности	Запасы на 01.01.2020 г. категорий, млн т		Доля в запасах РФ, %	Добыча в 2019 г., тыс. т
			$A+B_1+C_1$	B_2+C_2		
Им. О.А. Московцева, Западно-Сибирская НГП (ХМАО-Югра)	нефтяное	разведываемое	21,7	37,98	0,2	2,8
АО «Ванкорнефть» (ПАО «НК «Роснефть»						
Ванкорское, Западно-Сибирская НГП (Красноярский край)	нефтегазоконденсатное	эксплуатируемое	288,3	6,8	1,0	13,8
АО «Тюменнефтегаз» (ПАО «НК «Роснефть»»)						
Русское*, Западно-Сибирская НГП (ЯНАО)	нефтегазоконденсатное	эксплуатируемое	400,4	54,9	1,5	0
ООО «Тагульское» (ПАО «НК «Роснефть»)						
Тагульское*, Западно-Сибирская НГП (Красноярский край)	нефтегазоконденсатное	эксплуатируемое	117,8	131,9	0,8	1,3
АО «Сузун» (ПАО «НК «Роснефть»)						
Сузунское, Западно-Сибирская НГП (Красноярская край)	газонефтяное	эксплуатируемое	32,99	12,98	0,1	2,8
ООО «РН-Уватнефтегаз» (ПАО «НК «Роснефть»)						
Усть-Тегусское, Западно-Сибирская НГП (Тюменская область)	нефтяное	эксплуатируемое	58,3	5,3	0,2	4,1
ООО «Башнефть-Полюс» (ПАО «НК «Роснефть»)						
Им. Романа Требса, Тимано-Печорская НГП (Ненецкий АО)	нефтяное	эксплуатируемое	74,2	38,04	0,4	0,8

Месторождение, нефтегазоносная провинция (субъект РФ)	Тип	Степень освоенности	Запасы на 01.01.2020 г. категорий, млн т		Доля в запасах РФ, %	Добыча в 2019 г., тыс. т
			$A+B_1+C_1$	B_2+C_2		
ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», АО «РНГ» (ПАО «НК «Роснефть»)						
Среднеботуобинское*, Лено-Тунгусская НГП (Республика Саха (Якутия))	нефтегазоконденсатное	эксплуатируемое	117,5	73,4	0,6	4,8
ООО «Соровскнефть» (ПАО «НК «Роснефть»), ПАО «НК «Роснефть»						
Соровское*, Западно-Сибирская НГП (ХМАО-Югра)	нефтяное	эксплуатируемое	50,4	30,4	0,3	2,98
АО «Мессояханефтегаз» (ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром нефть»)						
Восточно-Мессояхское, Западно-Сибирская НГП (ЯНАО)	нефтегазоконденсатное	эксплуатируемое	239,8	122,2	1,2	5,5
Западно-Мессояхское, Западно-Сибирская НГП (ЯНАО)	нефтегазоконденсатное	разведываемое	76,3	52,6	0,4	0
ОАО «Удмуртнефть» (ПАО «НК «Роснефть», Sinopec (Китай))						
Чутырско-Киенгопское*, Волго-Уральская НГП (Республика Удмуртия)	газонефтяное	эксплуатируемое	57,2	0,3	0,2	1,5
ПАО АНК «Башнефть» (ПАО «НК «Роснефть»), ООО «Белкамнефть» (АО «НК «Нефтиса»)						
Арланское*, Волго-Уральская НГП (Республика Башкортостан, Удмуртская Республика) Н	нефтяное	эксплуатируемое	86,7	17,3	0,3	6,2

Месторождение, нефтегазоносная провинция (субъект РФ)	Тип	Степень освоенности	Запасы на 01.01.2020 г. категорий, млн т		Доля в запасах РФ, %	Добыча в 2019 г., тыс. т
			$A+B_1+C_1$	B_2+C_2		
ПАО «Верхнечонскнефтегаз» (ПАО «НК «Роснефть»), ПАО «НК «Роснефть», ООО «Газпромнефть-Ангара» (ПАО «Газпром нефть»)						
Верхнечонское, Лено-Тунгусская НГП (Иркутская область)	нефтегазокон-денсатное	эксплуатируемое	169,4	35,2	0,7	7,8
АО «Самотлорнефтегаз» (ПАО «НК «Роснефть»), ПАО «НК «РуссНефть», АО «СибИнвестНафта»						
Самотлорское*, Западно-Сибирская НГП (ХМАО-Югра)	нефтегазокон-денсатное	эксплуатируемое	845,1	27,96	2,8	18,1
ПАО «НК «РосНефть», ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (ПАО «ЛУКОЙЛ»)						
Тарасовское, Западно-Сибирская НГП (ЯНАО)	нефтяное	эксплуатируемое	101,3	18,6	0,4	0,8
ПАО «НК «Роснефть», ООО «Газпромнефть-Хантос» (ПАО «Газпром нефть»), ПАО «Сургутнефтегаз», АО «НК «Конданефть»						
Приобское*, Западно-Сибирская НГП (ХМАО-Югра)	нефтяное	эксплуатируемое	1 168,5	448,03	5,2	34,6
АО «РН-Няганьнефтегаз» (ПАО «НК «Роснефть»), ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (ПАО «ЛУКОЙЛ»), ООО «Газпромнефть-Хантос» (ПАО «Газпром нефть»), ОАО «ИНГА», ОАО «Транс-ойл»						
Красноленинское*, Западно-Сибирская НГП (ХМАО-Югра)	нефтегазокон-денсатное	эксплуатируемое	535,9	598,1	3,7	7,7
ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» (ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром нефть»)						
Куюмбинское, Лено-Тунгусская НГП (Красноярский край)	нефтегазокон-денсатное	эксплуатируемое	139,3	167,3	1	0,9
ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» (ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром нефть»), АО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания» (ПАО «НК «Роснефть»), ПАО «НК «Роснефть»						
Юрубчено-Тохомское, Лено-Тунгусская НГП (Красноярский край)	нефтегазокон-денсатное	эксплуатируемое	194,2	316,6	1,7	3,7

Месторождение, нефтегазоносная провинция (субъект РФ)	Тип	Степень освоенности	Запасы на 01.01.2020 г. категорий, млн т		Доля в запасах РФ, %	Добыча в 2019 г., тыс. т
			$A+B_1+C_1$	B_2+C_2		
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ПАО «Сургутнефтегаз»						
Тевлинско-Русскинское*, Западно-Сибирская НГП (ХМАО-Югра)	нефтяное	эксплуатируемое	76,2	21,9	0,3	3,9
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ПАО «НК «РуссНефть»						
Ватьеганское, Западно-Сибирская НГП (ХМАО-Югра)	нефтяное	эксплуатируемое	108,6	5,8	0,4	3,7
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»						
Повховское*, Западно-Сибирская НГП (ХМАО-Югра)	нефтяное	эксплуатируемое	62,9	8,8	0,2	3,2
Имилорское, Западно-Сибирская НГП (ХМАО-Югра)	нефтяное	эксплуатируемое	47,2	55,1	0,3	1,1
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ООО «ЛУКОЙЛ-АИК» (ПАО «ЛУКОЙЛ»)						
Южно-Ягунское, Западно-Сибирская НГП (ХМАО-Югра)	нефтяное	эксплуатируемое	37,9	1,6	0,1	2,1
Когалымское*, Западно-Сибирская НГП (ХМАО-Югра)	нефтяное	эксплуатируемое	33,8	3,8	0,1	1,9
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»						
Усинское, Тимано-Печорская НГП (Республика Коми)	нефтяное	эксплуатируемое	177,7	0,2	0,6	2,95
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (ПАО «ЛУКОЙЛ»), ОАО «ЯрегаРуда», ООО «Геотехнология»						
Ярегское*, Тимано-Печорская НГП (Республика Коми)	нефтяное	эксплуатируемое	119,9	4,95	0,6	2,2

Месторождение, нефтегазоносная провинция (субъект РФ)	Тип	Степень освоенности	Запасы на 01.01.2020 г. категорий, млн т		Доля в запасах РФ, %	Добыча в 2019 г., тыс. т
			$A+B_1+C_1$	B_2+C_2		
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» (ПАО «ЛУКОЙЛ»)						
Им. В. Филановского, Северо-Кавказская НГП (шельф Каспийского моря)	нефтегазоконденсатное	эксплуатируемое	110,4	0,3	0,4	6,4
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (ПАО «ЛУКОЙЛ»), ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» (СРП)						
Харьягинское*, Тимано-Печорская НГП (Ненецкий АО)	нефтяное	эксплуатируемое	40,4	16,9	0,2	3,2
ПАО «Сургутнефтегаз»						
Талаканское*, Лено-Тунгусская НГП (Республика Саха (Якутия))	нефтегазоконденсатное	эксплуатируемое	98,5	1,1	0,3	5,7
Федоровское, Западно-Сибирская НГП (ХМАО-Югра)	нефтегазоконденсатное	эксплуатируемое	237,1	43	0,9	9,4
Северо-Лабатьюганское, Западно-Сибирская НГП (ХМАО-Югра)	нефтяное	эксплуатируемое	46,5	10,4	0,2	4,6
Лянторское, Западно-Сибирская НГП (ХМАО-Югра)	нефтегазоконденсатное	эксплуатируемое	23,9	0,41	0,1	3,8
Рогожниковское, Западно-Сибирская НГП (ХМАО-Югра)	нефтяное	эксплуатируемое	90,3	24,1	0,4	2,7
Русскинское, Западно-Сибирская НГП (ХМАО-Югра)	нефтяное	эксплуатируемое	50,7	7,5	0,2	2,8

Месторождение, нефтегазоносная провинция (субъект РФ)	Тип	Степень освоенности	Запасы на 01.01.2020 г. категорий, млн т		Доля в запасах РФ, %	Добыча в 2019 г., тыс. т
			$A+B_1+C_1$	B_2+C_2		
Западно-Сургутское, Западно-Сибирская НГП (ХМАО-Югра)	нефтяное	эксплуатируемое	21,2	3	0,1	2,3
Быстринское, Западно-Сибирская НГП (ХМАО-Югра)	нефтегазокон-денсатное	эксплуатируемое	28,3	0,3	0,1	2,2
ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «НК «Роснефть»						
Восточно-Сургутское, Западно-Сибирская НГП (ХМАО-Югра)	нефтяное	эксплуатируемое	80,6	35,6	0,4	3,9
ООО «Газпром нефть шельф» (ПАО «Газпром нефть»)						
Приразломное, Тимано-Печорская НГП (шельф Баренцева моря)	нефтяное	эксплуатируемое	47,9	21,3	0,2	3,1
Долгинское, Тимано-Печорская НГП (шельф Баренцева моря)	нефтяное	разведываемое	0,9	234,9	0,8	0
ООО «Газпромнефть-Ямал» (ПАО «Газпром нефть»)						
Новопортовское, Западно-Сибирская НГП (ЯНАО)	нефтегазокон-денсатное	эксплуатируемое	184,6	24,7	0,7	6,7
ООО «Газпромнефть-Оренбург», ООО «Газпром добыча Оренбург» (ПАО «Газпром»), АО «Нефтьинвест»						
Оренбургское*, Волго-Уральская НГП (Оренбургская область)	нефтегазокон-денсатное	эксплуатируемое	186,8	40	0,7	1,9

Месторождение, нефтегазоносная провинция (субъект РФ)	Тип	Степень освоенности	Запасы на 01.01.2020 г. категорий, млн т		Доля в запасах РФ, %	Добыча в 2019 г., тыс. т
			$A+B_1+C_1$	B_2+C_2		
АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (ПАО «Газпром нефть»)						
Суторминское, Западно-Сибирская НГП (ЯНАО)	нефтегазоконденсатное	эксплуатируемое	79,2	11,3	0,3	1,1
АО «Газпром добыча Ямбург» (ПАО «Газпром»)						
Ямбургское*, Западно-Сибирская НГП (ЯНАО)	нефтегазоконденсатное	эксплуатируемое	35,2	248,9	0,9	0
ООО «Газпром добыча Уренгой» (ПАО «Газпром»), АО «Арктикгаз» (ПАО «НОВАТЭК», ПАО «Газпром нефть»), АО «Роспан Интернешнл» (ПАО «НК «Роснефть»), ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз», ООО «Уренгойская газовая компания» (ПАО «НОВАТЭК»), ООО «Севернефть-Уренгой» (АО «МХК «Еврохим»)						
Уренгойское*, Западно-Сибирская НГП (ЯНАО)	нефтегазоконденсатное	эксплуатируемое	65,8	244,9	1	0,1
НК «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» (ПАО «Газпром нефть», Shell (Великобритания, Нидерланды))						
Западно-Салымское*, Западно-Сибирская НГП (ХМАО-Югра)	нефтяное	эксплуатируемое	40,3	14,1	0,2	2
ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина (ПАО «Татнефть»)						
Ромашкинское*, Волго-Уральская НГП (Республика Татарстан, Самарская область)	нефтяное	эксплуатируемое	179,1	39,9	0,7	14,8
Ново-Елховское, Волго-Уральская НГП (Республика Татарстан, Самарская обл.)	нефтяное	эксплуатируемое	51	12,2	0,2	2,9

Месторождение, нефтегазоносная провинция (субъект РФ)	Тип	Степень освоенности	Запасы на 01.01.2020 г. категорий, млн т		Доля в запасах РФ, %	Добыча в 2019 г., тыс. т
			$A+B_1+C_1$	B_2+C_2		
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ПАО «НК «Славнефть»)						
Ватинское, Западно-Сибирская НГП (ХМАО-Югра)	нефтяное	эксплуатируемое	93,1	30,1	0,4	2,7
ОАО «Обьнефтегазгеология» (ПАО «НК «Славнефть»), ООО «Густореченский участок»						
Тайлаковское* Западно-Сибирская НГП (ХМАО-Югра)	нефтяное	эксплуатируемое	128,9	23,2	0,5	2,4
ООО «ЯРГЕО» (ПАО «НОВАТЭК»)						
Ярудейское, Западно-Сибирская НГП (ЯНАО)	нефтегазокон-денсатное	эксплуатируемое	34,8	0	0,1	3,1
АО «Таймырнефтегаз» (ОАО «Таймырнефтегазгеология»), ООО «НГХ-Недра», ПАО «НК «Роснефть»						
Пайяхское, Западно-Сибирская НГП (Красноярский край)	нефтяное	разведываемое	82,2	1131,4	3,9	0
ООО «Иркутская нефтяная компания», ООО «Тихоокеанский терминал», АО «ИНК-Запад»						
Ярактинское, Лено-Тунгусская НГП (Иркутская область)	нефтегазокон-денсатное	эксплуатируемое	34,9	2,3	0,1	5,4
АО «Нижневартовское НП»						
Ван-Еганское*, Западно-Сибирская НГП (ХМАО-Югра)	нефтегазокон-денсатное	эксплуатируемое	151,8	14,5	0,5	1,1
ООО «Нефтегазпромтех» (АО «НК «Нефтиса»), ООО «Геотехнология»						
Нижнечутинское*, Тимано-Печорская НГП (Республика Коми)	нефтяное	эксплуатируемое	42,4	57,7	0,3	0

Месторождение, нефтегазоносная провинция (субъект РФ)	Тип	Степень освоенности	Запасы на 01.01.2020 г. категорий, млн т		Доля в запасах РФ, %	Добыча в 2019 г., тыс. т
			$A+B_1+C_1$	B_2+C_2		
ЗАО «Нефтегазовая компания «АФБ», ООО «Астрахань-Нефть»						
Великое**, Прикаспийская НГП (Астраханская область)	нефтяное	разведываемое	3	328,6	1,1	0
ЗАО «Арктикшельфнефтегаз»						
Медынское, Тимано-Печорская НГП (шельф Баренцева моря)	нефтяное	эксплуатируемое	63,5	33,9	0,3	0
Консорциум «Эксон Нефтегаз Лтд.»						
Аркутун-Дагинское*, Охотская НГП (шельф Охотского моря)	нефтегазокон-денсатное	эксплуатируемое	77,5	35,2	0,4	5,7
Одопту-море (Центральный и Южный купола), Охотская НГП (шельф Охотского моря)	нефтегазокон-денсатное	эксплуатируемое	51,8	6,1	0,2	3,5
Консорциум «Эксон Нефтегаз Лтд.», ПАО «НК «Роснефть»						
Чайво, Охотская НГП (шельф Охотского моря)	нефтегазокон-денсатное	эксплуатируемое	32,1	0	0,1	3,8
«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»						
Пильтун-Астохское, Охотская НГП (шельф Охотского моря)	нефтегазокон-денсатное	эксплуатируемое	64,2	11,1	0,2	4,2

* Часть запасов находится в нераспределенном фонде недр. Источник: данные ФГБУ «Росгеолфонд».

На основании официальной статистической отчетности можно сделать вывод, что территориальная структура добычи нефти в Российской Федерации последние несколько лет практически не меняется. Так, в 2019 г. статус крупнейшего нефтедобывающего региона страны сохраняет Западная Сибирь (57,0 % всего объема добычи нефти). Тенденция роста производства в Дальневосточном регионе на протяжении нескольких лет сохраняется, что ведет к укреплению позиции Восточной Сибири и Дальнего Востока в территориальной структуре российской нефтедобычи. В таблице 1.3 приведена информация о добыче нефти в различных регионах страны [2].

Таблица 1.3 – Региональная добыча нефти крупнейшими компаниями Российской Федерации в 2019 г., млн т

ВИНК	Европейская часть		Западная Сибирь		Восточная Сибирь и Дальний Восток	
	2019 г.	±% к 2018 г.	2019 г.	±% к 2018 г.	2019 г.	±% к 2018 г.
ПАО «НК «Роснефть»	36,7	–1,3	122,1	+1,8	36,4	–1,9
ПАО «ЛУКОЙЛ»	45,1	+1,1	37,0	–1,3	–	–
ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина	29,8	+1,0	–	–	–	–
ПАО «НК «Башнефть» (дочернее общество ПАО «НК «Роснефть»)	17,3	0,0	1,4	–12,5	–	–
ПАО НК «РуссНефть»	1,3	–7,1	5,8	+1,8	–	–
ПАО «Газпром»	4,3	+2,4	13,8	+6,2	0,2	+100
ПАО «Сургутнефтегаз»	–	–	51,4	–0,7	9,3	+2,3
ПАО «Газпром нефть»	6,2	+5,1	33,0	–1,8	0,000	–97,2
ПАО «НГК «Славнефть»	–	–	13,0	–2,3	0,97	+102,5
ПАО «НОВАТЭК»	–	–	8,4	+1,2	–	–
АО «Нефтегазхолдинг»	1,7	+6,3	0,3	0,0	–	–

1.3. Экономические показатели нефтедобычи и экспорт нефтяного сырья

Согласно официальной статистической отчетности недропользователей в России более чем за десятилетний период, в 2019 г. впервые обозначилась тенденция к сокращению капитальных затрат нефтедобывающих компаний. Так, в сравнении с 2018 г. суммарный по Российской Федерации объем капитальных вложений ВИНК в нефтедобычу сократился на 3,8 % (53,1 млрд руб.) и составил 1326,4 млрд руб. Если принять во внимание прирост отраслевой нефтедобычи по итогам 2019 г., то можно отметить, что удельный показатель капиталовложений снизился на 4,2 % (122,9 руб ./т) и составил 2789,4 руб. на 1 тонну произведенной в стране нефти. Наиболее существенное сокращение капиталовложений наблюдается в Западной Сибири (95,7 млрд руб. или 10,7 %). В Европейской части страны за 2019 г. отмечен рост капитальных затрат в нефтедобычу (44,3 млрд руб. или 12,5 %). На рисунке 1.2 приведена диаграмма распределения капитальных вложений ВИНК в нефтедобычу по годам [2].

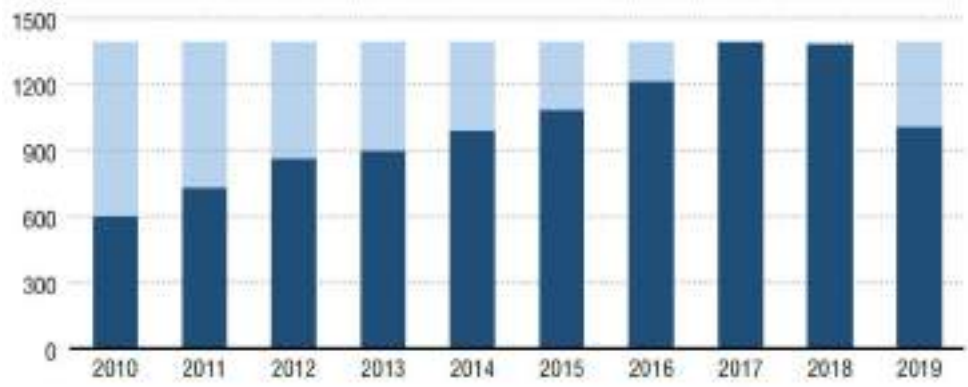


Рисунок 1.2 – Капитальные вложения ВИНК в нефтедобычу, млрд руб.

По причине инерционности производственных циклов в нефтедобыче, ввода в эксплуатацию новых скважин или скважин бездействующего фонда за последние годы в целом по отрасли преобладает рост эксплуатационного фонда скважин. По итогам 2019 г. такой рост составил 1,6 % по отношению к 2018 г. В региональном же разрезе рост эксплуатационного фонда отмечается на всей территории страны, наиболее заметно – в Европейской части России и в Западной Сибири.

В последние годы сохраняется устойчивая тенденция по увеличению глубины вновь вводимых эксплуатационных скважин, отражающая общее состояние постепенного ухудшения структуры и доступности разрабатываемых запасов нефти.

Также в 2019 г. отмечено снижение продуктивности скважин эксплуатационного фонда по стране, о чем, согласно статистическим данным, свидетельствует сокращение отраслевого показателя среднего дебита скважин, дающих продукцию [1, 2].

Одновременно с этим активно наращиваются объемы закачки воды для поддержания пластового давления. В 2019 г. объем годовой закачки для поддержания пластового давления в целом по Российской Федерации достиг 3763,5 млн т, что на 8,7 % (301,6 млн т) больше, чем в 2018 г. [2].

На экспорт направляется более половины добытого сырья и продуктов первичной переработки. Суммарный вывоз российской нефти с таможенной зоны Российской Федерации, согласно официальным статистическим данным, в 2019 г. составил 266,5 млн т [2]. Ежегодный рост объемов экспорта из страны на протяжении нескольких лет можно отметить во всех категориях производителей, но наиболее интенсивный рост экспорта нефти обеспечивается независимыми нефтедобывающими компаниями.

Основным направлением поставок нефти традиционно остается рынок Европы, однако доля данных поставок за последние годы снижается: в 2019 г. было отправлено 54 % экспортируемого сырья, что меньше аналогичного показателя за 2018 г. на 4,8 %. Примерно треть российских экспортных поставок нефти направляется в азиатские страны, среди которых лидирующее положение занимает Китай.

1.4. Основная продукция нефтедобывающей отрасли

В процессе деятельности нефтедобывающих предприятий на поверхность земли извлекается нефтегазоводяная смесь, которая проходит подготовку (обработку) с целью получения товарной продукции. Основными видами продукции отрасли являются: нефть, подготовленная к транспортировке и (или) использованию (нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная), газ нефтяной попутный (газ горючий нефтяных месторождений), а также газы нефтяные и углеводороды газообразные прочие, кроме газа горючего природного, и др., получаемые на промысле (названия продукции приведены согласно ОКПД 2 ОК 034-2014 (КПЕС 2008)).

1.5. Основные экологические проблемы нефтедобывающей отрасли

Технологические процессы нефтедобывающей отрасли (добыча, сбор, транспорт, хранение и переработка нефти и газа в условиях промысла) оказывают воздействие на все компоненты окружающей среды. Нефть, углеводородные компоненты нефти, загрязненные сточные воды, отходящие газы, отходы производства оказывают негативное воздействие на воздух, воду, почву и экосистему в целом. С учетом масштабов производства на территории Российской Федерации снижение объемов эмиссий загрязняющих веществ и образования отходов является важнейшей задачей, стоящей перед нефтедобывающей промышленностью страны.

Основные показатели деятельности нефтедобывающих предприятий в области охраны окружающей среды по данным государственного доклада «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2019 году» [6] приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Показатели деятельности нефтедобывающих компаний в области охраны окружающей среды

Показатель	Ед. измерения	Значение	
		2018 г.	2019 г.
Валовый выброс в атмосферный воздух загрязняющих веществ	т	4 989 935	4 886 487
Уловлено и обезврежено загрязняющих веществ	т	122 987	263 563
Использовано воды	тыс. $м^3$	2 354 426	2 388 222
Водоотведение в поверхностные водные объекты	тыс. $м^3$	161 446	165 341
Водоотведение в подземные горизонты	тыс. $м^3$	1 072 936	1 064 540
Объем оборотной воды	тыс. $м^3$	3 021 382	3 284 019
Объем повторно используемой воды	т	1 447 216	1 453 757
Образовано отходов	т	10 878 279	7 074 847
Использовано отходов	т	5 812 101	5 218 466
Обезврежено отходов на предприятии	т	572 450	575 123
Площадь нарушенных земель на начало года	га	607 675	574 190
Площадь нарушенных земель на конец года	га	569 143	603 212
Площадь рекультивированных земель	га	54 305	54 701
Плата за негативное воздействие на окружающую среду	млн руб.	1 731	2 011

Показатель	Ед. измерения	Значение	
		2018 г.	2019 г.
Инвестиции в основной капитал, направляемые на охрану окружающей среды	млн руб.	102 208	85 389

Основные загрязняющие вещества, дающие наибольший вклад в валовый объем выбросов при штатной работе нефтедобывающего предприятия, представлены в таблице 1.5. Более 40 % всего объема выбросов приходится на углерода оксид, существенный вклад оказывают предельные углеводороды, диоксид серы, оксиды азота, метан и углерод (сажа), на долю других загрязняющих веществ приходится чуть более 1 %.

Таблица 1.5 – Доля загрязняющих веществ в общем объеме валовых выбросов в атмосферу

Вещество	Доля в объеме валовых выбросов, %
Углерода оксид	42,07
Углеводороды предельные C_1-C_5	25,9
Диоксид серы	7,53
Углеводороды предельные C_6-C_{10}	7,03
Диоксид азота	5,83
Метан	6,35
Оксид азота	2,98
Углерод (сажа)	1,23
Прочие вещества	1,08
ИТОГО:	**100**

Ниже приведены наиболее значимые источники выбросов загрязняющих веществ от основных технологических объектов, размещенных на промышленной площадке нефтедобывающего предприятия, и указаны приоритетные загрязняющие вещества, выбрасываемые в атмосферный воздух в процессе эксплуатации:

- факельные установки (углерода оксид, метан, смесь природных меркаптанов, диоксид азота, диоксид серы, сероводород);
- дизельные генераторы и газотурбинные установки (продукты сжигания топлива - оксид азота, диоксид азота, углерода оксид, диоксид серы, бенз(а)пирен);
- дымовые трубы котлоагрегатов и печей подогрева (продукты сжигания топлива - оксид азота, диоксид азота, углерода оксид, диоксид серы, бенз(а)пирен);
- дымовые трубы газоперекачивающих агрегатов и компрессорных установок (продукты сгорания топливного газа – оксид азота, диоксид азота, углерода оксид, диоксид серы);
- системы дренажа и перекачивающие устройства (углеводороды);
- объекты электроснабжения (продукты сжигания основного и вспомогательного топлива: углерода оксид, азота диоксид, азота оксид, углеводороды C_{12}-C_{19}, сажа, ангидрид сернистый, формальдегид, бенз(а)пирен);
- аккумуляторы (пары кислоты серной);
- резервуары хранения нефти (пары углеводородов) и др.

Технологические объекты нефтедобывающих предприятий, дающие максимальный вклад в общий объем валовых выбросов в атмосферу, представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Перечень источников выбросов, дающих наибольший вклад в общий объем валовых выбросов в атмосферу

Наименование источника выбросов загрязняющих веществ	Доля источника в валовом объеме загрязняющих веществ, %
Горизонтальные и вертикальные факельные установки	20,00
Газотурбинные электростанции (ГТЭС) и газотурбинные установки ()	22,20
Резервуары хранения нефтепродуктов	18,73
Технологические компрессорные установки	9,75
Технологические печи	7,97
Неплотности оборудования	5,72
Продувочные свечи и импульсные трубки	3,65
Котельные	1,27
Прочие источники	10,71
ИТОГО:	**100**

Аварийные и залповые выбросы загрязняющих веществ нефтедобывающих предприятий

Залповые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу связаны с проведением профилактических работ на нефте- и газопроводах, сбросом газа на продувочные свечи при запуске котельного оборудования, технологических печей и компрессорных установок, сбросом на свечу с газоуравнительной линии нефтеналивных терминалов, а также стравливанием газа из межколонного пространства на импульсные трубки на площадках эксплуатационных скважин. Стравливание газа из межколонного пространства осуществляется во избежание возникновения межколонного давления выше предельно допустимой величины, принятой по месторождению. Стравливание межколонного флюида осуществляется через импульсную трубку (), когда давление в межколонном пространстве достигает определенного показания на автоматическом манометре, который подключается к межколонному пространству скважины через вентиль. Для снижения приземных концентраций в районе расположения источников выбросов загрязняющих веществ и соблюдения санитарно-гигиенических нормативов залповые выбросы должны осуществляться неодновременно и с достаточным интервалом во времени между операциями.

Значительные количества загрязняющих веществ могут попадать в окружающую среду:

- при аварии транспортных средств;
- при разгерметизации водоводов, нефте- и продуктопроводов;

- при нарушении целостности технологического оборудования и резервуаров;
- при сбросе недостаточно очищенных сточных вод в поверхностные водные объекты и др.

Наибольшую опасность для окружающей среды представляют аварии на трубопроводах, что приводит к опасным последствиям для почвенного покрова, поверхностных водных объектов, грунтовых вод и атмосферного воздуха.

Для снижения рисков возникновения аварийных ситуаций на нефтедобывающих предприятиях предусмотрен комплекс технологических мероприятий по повышению надежности работы нефтепромысловых объектов и сооружений.

Сточные воды

На нефтепромыслах образуются следующие виды сточных вод: производственные, хозяйственно-бытовые и поверхностные (включая дождевые и талые).

Производственные сточные воды включают попутно добываемую пластовую воду, отделяемую от углеводородного сырья в технологическом процессе, сточные воды от промывки и охлаждения технологического оборудования.

Поверхностные воды содержат значительные количества загрязняющих веществ, смываемых с поверхности земли на производственных площадках. Загрязненные поверхностные воды направляют для последующей очистки совместно или раздельно с производственными сточными водами.

Основными загрязняющими веществами в сточных водах нефтедобывающих предприятий являются взвешенные вещества и нефтепродукты.

Раздел 2. Описание основных и вспомогательных технологических установок (процессов), действующих в настоящее время на нефтедобывающих предприятиях Российской Федерации

Эксплуатация нефтяных, нефтегазовых, газонефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений представляет собой комплекс мер, направленный на извлечение из недр углеводородного сырья, который зависит от природных характеристик разрабатываемого месторождения [7-15].

С целью определения технологических процессов, оборудования, технических способов, методов в качестве наилучших доступных технологий для нефтедобывающей отрасли промышленности необходимо рассматривать период эксплуатации месторождений, который в соответствии с областью применения настоящего справочника НДТ включает технологические этапы/технологии (технологические процессы)/технологические установки (объекты, обеспечивающие реализацию технологий), приведенные в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Основные технологические этапы добычи нефти

№ п/п	Основные технологические этапы	Технологии/технологические процессы	Технологические установки/объекты, обеспечивающие реализацию технологий
1	Добыча, сбор и транспорт продукции нефтяных скважин	Добыча нефти фонтанным способом	Добывающие скважины с фонтанной арматурой, измерительная установка, дренажные емкости, установка дозирования реагентов, выкидная линия (выкидной трубопровод), насосно-компрессорные трубы, пакер
		Добыча нефти методом газлифтной эксплуатации	Добывающие скважины с фонтанной арматурой, измерительная установка, дренажные емкости, установка дозирования реагентов, нефтесборный коллектор, газопровод подачи газа, устройство по регулированию расхода газа, насосно-компрессорные трубы, система пусковых и рабочих клапанов, пакер
		Добыча нефти с применением установок электроприводных лопастных насосов	Добывающие скважины с фонтанной арматурой, измерительная установка, дренажные емкости, установка дозирования реагентов, выкидная линия, станция управления, повышающий трансформатор масляный для погружных насосов, блок телеметрии, трансформа-торная подстанция, погружной электродвигатель, лопастные насос, кабельная линия, насосно-компрессорные трубы
		Добыча нефти с применением штанговых глубинных насосов	Добывающие скважины с фонтанной арматурой, измерительная установка, дренажные емкости, установка дозирования реагентов, выкидная линия, станок-качалка, станция управления, трансформаторная подстанция, плунжерный насос, колонна штанг, насосно-компрессорные трубы
		Добыча нефти с применением погружных винтовых насосов	Добывающие скважины с фонтанной арматурой, измерительная установка, дренажные емкости, установка дозирования реагентов, выкидная линия, станция управления, повышающий трансформатор, блок телемеханики, трансформаторная подстанция, погружной винтовой насос, насосно-компрессорные трубы
		Добыча нефти с применением погружных диафрагменных насосов	Добывающие скважины с фонтанной арматурой, измерительная установка, дренажные емкости, установка дозирования реагентов, выкидная линия, станция управления, повышающий трансформатор, блок телемеханики, трансформаторная подстанция, погружной диафрагменный насос, кабельная линия, насосно-компрессорные трубы

№ п/п	Основные технологические этапы	Технологии/технологические процессы	Технологические установки/объекты, обеспечивающие реализацию технологий
		Сбор и транспортировка продукции скважин	Промысловые трубопроводы надземного, наземного и подземного исполнений
			Установка ввода реагента в трубопровод
			Мультифазная насосная станция
			Обогрев трубопроводов
			Система предотвращения гидратообразования
2	Подготовка нефти, газа и воды	Подготовка нефти	Дожимная насосная станция
			Установка предварительного сброса пластовой воды
			Установка комплексной подготовки нефти
			Мобильная установка подготовки нефти и газа
			Установка стабилизации нефти
			Центральный пункт сбора
		Подготовка воды	Установка подготовки попутнодобываемой воды
		Подготовка газа	Установка (комплексной) подготовки попутного нефтяного газа, установка осушки газа
			Установка адсорбционной и абсорбционной осушки
			Система сбора, хранения и откачки сжиженных углеводородных газов (сжиженные углеводородные газы, нестабильный конденсат)
			Установка низкотемпературной сепарации, установка низко-температурной конденсации
			Компрессорная станция, сепаратор, аппарат воздушного охлаждения
		Сброс и сжигание горючих газов (паров)	Горизонтальные, вертикальные, совмещенные факельные системы
		Контроль и учет газа, нефти и воды	Система измерения количества и параметров газа, система измерения количества и показателей качества нефти, система измерения количества и показателей качества воды или приборы учета воды
		Хранение нефти	Резервуарный парк, буферные емкости
			Установка улавливания легких фракций углеводородов
			Автоматизированная система налива
			Центральный пункт сбора, приемо-сдаточный пункт

№ п/п	Основные технологические этапы	Технологии/технологические процессы	Технологические установки/объекты, обеспечивающие реализацию технологий
3	Использование попутного нефтяного газа	Выработка электроэнергии	Газотурбинная электростанция, газопоршневая электростанция
		Выработка теплоэнергии	Котельная, теплогенератор, печи подогрева воды
		Подготовка нефти	Подогреватель нефти (прямого нагрева; с промежуточным теплоносителем; с комбинированным нагревом)
		Транспортировка нефти	Подогреватель нефти (прямого нагрева; с промежуточным теплоносителем; с комбинированным нагревом)
		Передача газа на газоперерабатывающие заводы	Трубопроводы, оборудование подготовки газа (сепаратор, компрессор, аппарат воздушного охлаждения, газоперекачивающий агрегат)
		Подача газа в систему магистральных трубопроводов	Трубопроводы, оборудование подготовки газа (сепаратор, компрессор, аппарат воздушного охлаждения, газоперекачивающий агрегат)
		Обеспечение безопасности факельных систем	Оборудование для осуществления подпора факельных коллекторов, для обеспечения дежурного горения (сепаратор, газопровод, горелочные устройства)
		Термическая утилизация (нейтрализация, обезвреживание) промышленных стоков (промышленных сточных вод)	Оборудование для термической утилизации (нейтрализации, обезвреживания) негорючих промышленных стоков (сточных вод) путем контактного нагрева; оборудование для подогрева рабочего агента (подтоварная вода, раствор)
		Использование попутного нефтяного газа для поддержания пластового давления (закачка в пласт)	Нагнетательные газовые скважины, трубопроводы, оборудование подготовки газа (сепаратор, компрессор, аппарат воздушного охлаждения, газоперекачивающий агрегат)
		Закачка газа в подземные хранилища газа	Скважины, трубопроводы, оборудование подготовки газа (сепаратор, компрессор, аппарат воздушного охлаждения, газоперекачивающий агрегат)
4	Поддержание пластового давления	Закачка воды в пласт	Нагнетательные и водозаборные скважины с запорно-регулирующей арматурой, блоки гребенок с технологическим оборудованием, измерительные устройства
			Блочная кустовая насосная станция с центробежным насосом, технологическим оборудованием и трубопроводами
			Блочная кустовая насосная станция с горизонтальной насосной установкой, технологическим оборудованием и трубопроводами (для локального увеличения давления закачки)

№ п/п	Основные технологические этапы	Технологии/технологические процессы	Технологические установки/объекты, обеспечивающие реализацию технологий
			Насосная станция пластовой воды с плунжерными насосами, технологическим оборудованием и трубопроводами
			Сепаратор, пескоуловитель
			Буфер-дегазатор, система нагрева воды
			Шурфдля закачки воды в пласт
			Межскважинная перекачка для закачки пластовой воды из водозаборных в нагнетательные скважины
			Внутрискважинная перекачка для закачки пластовой воды из пласта в пласт в пределах одной скважины
5	Учет продукции перед передачей потребителю	Учет нефти и газа	Приемо-сдаточный пункт
			Система измерения количества и параметров газа, система измерения количества и показателей качества нефти
			Узел учета нефти
			Узел учета газа
6	Добыча углеводородов на морском и океанском шельфе	Морская добыча	Морская нефтяная платформа с технологическим оборудованием

2.1. Добыча, сбор и транспорт продукции нефтяных скважин

При добыче углеводородного сырья применяют различные способы подъема жидкости из скважины. Выбор способа добычи углеводородного сырья обусловлен геолого-техническими характеристиками пласта и физико-химическими свойствами флюида.

2.1.1. Добыча нефти фонтанным методом эксплуатации

Освоение новых месторождений, как правило, осуществляют с использованием фонтанного способа добычи. Способ не требует сложного оборудования и дополнительных затрат энергоресурсов, процесс подъема продукта на поверхность происходит за счет избыточного давления в самой нефтяной залежи.

Достоинства фонтанного способа:

- простота и высокая надежность;
- технико-экономическая эффективность;
- гибкость в управлении процессами откачки, вплоть до возможности полной остановки;
- продолжительный межремонтный интервал работы оборудования.

Недостатком фонтанного способа эксплуатации скважин является необходимость поддержания сравнительно высокого давления на забое скважины, особенно при большой обводненности продукции и высоком устьевом давлении.

2.1.2. Добыча нефти методом газлифтной эксплуатации

Газлифтная эксплуатация скважин представляет собой логическое продолжение фонтанной эксплуатации, при этом недостающее количество газа для подъема жидкости дополняют энергией газа, закачиваемого в скважину с поверхности, в результате происходит искусственное фонтанирование, которое называют газлифтным подъемом.

В зависимости от направления подачи газа различают кольцевую и центральную системы подъемников. При кольцевой системе газ закачивают в кольцевое (затрубное или межтрубное) пространство, а при центральной – в колонну насосно-компрессорных труб (НКТ). Как правило, газлифтные скважины работают по кольцевой системе [8].

Важнейшим элементом оборудования газлифтных скважин являются газлифтные клапаны, размещаемые на колонне насосных компрессорных труб в специальных эксцентричных камерах (мандрелях). Газлифтные клапаны перепускают газ с затрубного пространства в колонну НКТ на заданной глубине в зависимости от давления в затрубном пространстве, давления столба жидкости в НКТ и перепада давления между ними.

Технологическая схема газлифтной системы с замкнутым циклом включает в себя газлифтные скважины, сборные трубопроводы, установку подготовки нефти, компрессорную станцию, установку подготовки газа, узел распределения газлифтного газа и газопроводы высокого давления. Газлифт может быть компрессорным и бескомпрессорным. При бескомпрессорном газлифте

природный газ под собственным давлением поступает из газовых скважин в добывающие скважины.

Одной из разновидностей газлифтного способа эксплуатации скважин является плунжерный лифт, где энергия газа действует на плунжер, который, поднимаясь по колонне НКТ вверх, выталкивает жидкость в систему сбора.

Достоинства метода газлифтной эксплуатации скважин:

- слабое влияние профиля ствола на работу газлифтной системы;
- возможность эксплуатации скважин с высоким газовым фактором;
- легкость исследования скважины;
- простота регулирования дебита нефти скважины (увеличение или уменьшение подачи газа в скважину);
- отсутствие в скважинах механизмов и трущихся деталей.

Недостатки метода газлифтной эксплуатации скважин:

- применим только при наличии достаточного количества углеводородного газа;
- высокие затраты на строительство компрессорных станций, газораспределительных пунктов и сети газопроводов в начальный период обустройства месторождений;
- низкий коэффициент полезного действия всей газлифтной системы, включая компрессорную станцию, газопроводы и скважины;
- большие энергетические затраты на компримирование газа;
- высокие расходы на обслуживание компрессорной станции.

2.1.3. Добыча нефти с применением установок электроприводных лопастных насосов

Установки электроприводных лопастных насосов (УЭЛН) представляют собой совокупность оборудования, состоящую из погружного электродвигателя, лопастного насоса, телеметрии, гидравлической защиты, кабельной линии, оборудования устья скважины, станции управления и повышающего трансформатора, и предназначены для добычи пластовой жидкости (смесь нефти, попутной воды, минеральных примесей и нефтяного газа) из нефтяных скважин. УЭЛН также могут быть использованы для добычи воды из водозаборных скважин.

Конструктивное исполнение УЭЛН и ее компонентов должно соответствовать скважинным условиям разрабатываемого месторождения и обеспечивать безотказную эксплуатацию оборудования в пределах гарантийного срока.

Погружные установки электроприводных лопастных насосов по своим конструктивным особенностям относятся к наиболее эффективным насосным агрегатам для отбора большого объема жидкости из скважины. Более половины нефтяных скважин РФ оснащены УЭЛН.

Достоинства применения УЭЛН:

- широкий диапазон подачи;
- возможность эксплуатации в наклонно-направленных скважинах;

- независимость показателей насоса от положения в пространстве;
- отсутствие движущихся частей в наземном оборудовании, что не требует строительства специальных сооружений;
- минимальные затраты и время на наземное обустройство;
- отсутствие необходимости постоянного нахождения персонала на кустовой площадке (безлюдная технология);
- высокая автоматизация процесса добычи.

Недостатки применения УЭЛН:

- высокая чувствительность к высокому газовому фактору и механическим примесям;
- невозможность эксплуатации скважин при вязкости более 200 сП;
- низкая термостойкость изоляции погружного электродвигателя и кабеля при тяжелых условиях эксплуатации;
- ограниченность применения в наклонно-направленных скважинах с высокой интенсивностью набора кривизны.

2.1.4. Добыча нефти с применением штанговых глубинных насосов

Отличительная особенность штанговой скважинной насосной установки заключается в том, что в скважину устанавливают плунжерный насос, который приводит в действие поверхностный привод посредством колонны штанг. Штанговая скважинная насосная установка включает в себя следующее оборудование:

– наземное – станок качалка, оборудование устья;

– подземное – насосно-компрессорные трубы, насосные штанги, штанговый скважинный насос и защитное оборудование, улучшающее работу установки в осложненных условиях.

Достоинства применения штанговых глубинных насосов (ШГН):

- возможность применения на малодебитных скважинах для достижения высокого межремонтного периода.

Недостатки применения ШГН:

- ограничения по глубине эксплуатируемых скважин (риск обрыва штанг при большой глубине спуска насоса);
- ограничения по мощности станка-качалки, по глубине спуска НКТ и производительности скважин;
- осложнения при применении в наклонно-направленных скважинах.

2.1.5. Добыча нефти с применением погружных винтовых насосов

Винтовой насос — это устройство, в котором образование напора нагнетаемой жидкости происходит благодаря вытеснению жидкости винтовыми роторами, выполненными из металла, вращающимися вокруг статора определенной формы.

В нефтегазовой отрасли используются винтовые насосы с погружным и поверхностным приводом.

Установки погружных винтовых насосов с наземным приводом (установки штангового винтового насоса, УШВН) предназначены для откачки высоковязкой пластовой жидкости из нефтедобывающих скважин, где вращение винта осуществляется колонной штанг, размещенной внутри колонны НКТ, от наземного привода, состоящего из вращателя (редуктора) и электродвигателя.

Принципиальная схема установки погружных винтовых насосов с приводом от погружного электродвигателя аналогична схеме УЭЛН. Основные отличительные особенности – использование винтового насоса и другого электродвигателя.

Преимущество погружных винтовых насосов по сравнению с погружными лопастными состоит в том, что с повышением вязкости до определенных пределов (200 сП) параметры насоса остаются практически неизменными, в то время как параметры центробежного насоса с увеличением вязкости резко снижаются.

Следует отметить, что одним из осложняющих факторов добычи нефти является повышенное газосодержание пластовой жидкости. В данных условиях эффективно применять винтовые насосы, так как наличие 50 % свободного газа на приеме насоса не вызывает снижения его рабочих характеристик.

Достоинства применения погружных винтовых насосов:

- эффективность в работе с вязкими жидкостями, жидкостями с включениями мелкодисперсного песка;
- устойчивость при попадании газов в откачиваемую жидкость;
- высокое значение коэффициента полезного действия;
- плавность работы;
- отсутствие внутренних клапанов препятствует появлению газовых пробок;
- энергоэффективность;
- износостойкость.

Недостатки применения погружных винтовых насосов:

- высокая стоимость;
- отсутствие возможности регулирования рабочего объема;
- невозможность холостой работы (опасность перегрева и выхода из строя).

2.1.6. Добыча нефти с применением погружных диафрагменных насосов

Диафрагменные электронасосы относятся к объемным насосам с электроприводом. Установка погружного диафрагменного электронасоса состоит из погружного насосного агрегата (насоса и электропривода), спущенного в скважину на НКТ, кабеля, оборудования устья и поверхностной станции управления.

Погружные диафрагменные насосы предназначены для работы в условиях больших пескопроявлений (значительного содержания механических примесей)

или для откачки агрессивных жидкостей, так как перекачиваемая жидкость соприкасается только с клапанами, диафрагмой и стенками рабочей полости.

Достоинства применения погружных диафрагменных насосов:

- широкий выбор материалов для изготовления диафрагм, корпуса и других комплектующих, что позволяет использовать насос для самых различных сред, включая химически агрессивные, абразивные с большим содержанием крупных твердых частиц (более 70 %), вязкие и т.д.;
- простота и надежность конструкции;
- относительно невысокая стоимость ремонта и простота проведения сервисных работ;
- возможность холостой работы;
- хорошее уплотнение рабочей камеры, снижающее вероятность утечки жидкости.

Недостатки применения погружных диафрагменных насосов:

- изгиб и быстрый износ диафрагмы, что может привести к выходу из строя;
- необходимость использования клапанов, которые быстро изнашиваются;
- невозможность применения для работы в гидросистемах с высоким давлением;
- высокая неравномерность подачи.

2.1.7. Мультифазная насосная станция

Мультифазная насосная станция представляет один или несколько блок-модулей полной заводской готовности, включающих смонтированное и подключенное насосное оборудование, запорную арматуру, технологические трубопроводы, систему автоматизированного управления и прочее вспомогательное оборудование.

Основное назначение многофазных насосных систем – перекачка газожидкостной смеси от группы добывающих скважин без предварительной сепарации газа и очистки. Применение данной технологии позволяет отказаться от разделения скважинной продукции на жидкую и газовую фазы для дальнейшей транспортировки на центральный пункт сбора. Винтовые многофазные насосы предназначены для перекачивания пластовой жидкости с содержанием свободного газа в среде до 85-90 %.

Достоинства мультифазных насосных станций:

- возможность полной автоматизации станции за счет применения приводной запорной арматуры;
- высокая эргономичность блоков;
- комплектация системами автоматизированного управления оборудованием и процессами, позволяющими эксплуатировать станции без постоянного присутствия обслуживающего персонала;
- удобство проведения сервисных работ;
- отсутствие возможности несанкционированного доступа к оборудованию;
- удобство логистики оборудования;

– снижение затрат на строительно-монтажные работы.

2.1.8. Сбор и транспортировка продукции скважин

Промысловые трубопроводы

Промысловые трубопроводы предназначены для транспортирования газообразных и жидких продуктов, прокладываются между площадками отдельных промысловых сооружений (включая площадки, расположенные на разных промыслах), а также к объектам магистрального транспортирования нефти и газа.

Продукция скважин по выкидным линиям подается на измерительную установку (ИУ). После учета на ИУ продукция скважин по системе нефтесборных сетей поступает на объекты подготовки нефти.

Нефтесборные сети включают в себя:

- выкидные трубопроводы от скважин, не находящихся на кустовой площадке, для транспортировки продукции нефтяных скважин до ИУ;
- нефтесборные трубопроводы для транспортировки продукции нефтяных скважин от ИУ до узлов дополнительных работ дожимных насосных станций и установок предварительного сброса воды (нефтегазопроводы).

В состав сооружений нефтесборных сетей входят:

- узлы запорной арматуры;
- узлы камер запуска и приема средств очистки и диагностики для нефтесборных трубопроводов;
- узлы контроля коррозии;
- переходы через водные преграды, автомобильные и железные дороги.

В процессе подготовки нефти продукция скважин перемещается по технологическим трубопроводам. Технологические трубопроводы предназначены для транспортирования сырья, полуфабрикатов и готовой продукции, топлива, пара, пластовой и подтоварной воды, химических реагентов и других веществ, обеспечивающих осуществление технологического процесса и эксплуатацию оборудования предприятий нефтяной промышленности.

С объектов нефтегазодобычи нефть по напорным нефтепроводам направляется к объектам учета и до сооружений магистрального транспорта.

Подготовленная подтоварная вода по водоводам низкого давления перекачивается на кустовую насосную станцию (КНС,) и затем через водоводы высокого давления к нагнетательным скважинам.

Газ по газопроводам низкого давления подается к объектам потребления либо утилизации.

Различают следующие типы прокладки трубопроводов::

- подземная (заглубленная на нормативную глубину);
- подводная;
- наземная (в насыпи, с последующей обваловкой грунтом);

- надземная на опорах в теплоизоляции или в теплоизоляции с системой обогрева (в соответствии с теплотехническим расчетом).

Вариативность прокладки определяется условиями размещения объекта строительства:

- климатическая характеристика и метеорологические условия;
- гидрологические условия;
- инженерно-геологические условия (типы грунтов, наличие болот 1-3 типов, распространение многолетнемерзлых грунтов и пр.);
- физико-химические свойства транспортируемой среды;
- прочие граничные условия.

Промысловые и внутриплощадочные трубопроводы, транспортирующие жидкие углеводороды, могут быть оснащены системами обнаружения утечек.

Установка ввода реагента в трубопровод

Установки ввода реагентов предназначены для подачи:

– химических реагентов в трубопровод. В качестве реагентов выступают ингибиторы коррозии, ингибиторы парафиноотложений, ингибиторы солеотложений и жидкие деэмульгаторы, которые препятствуют отложению солей, парафина и коррозии на стенках трубопроводов, что способствует безопасной эксплуатации и продлению их срока службы;

– биоцидов, предназначенных для контроля роста микроорганизмов, предупреждения образования вредных продуктов их жизнедеятельности (таких как сульфиды).

Основными узлами установки ввода реагентов в трубопровод являются:

– насос для заполнения емкости для хранения химреагентов;

– расходная емкость для выдачи химреагентов;

– дозировочные насосы (не менее двух, один из которых рабочий, второй – резервный) для автоматического регулярного ввода химреагента;

– контрольно-измерительные приборы: расходомер, датчик уровня в емкости, манометр и др.;

– запорная арматура: краны, вентили, заглушки;

– блок управления.

По причине высокой степени взрывопожароопасности используемых химических реагентов оборудование установки ввода реагентов изготавливают в коррозионностойком исполнении, а электрооборудование – во взрывозащищенном.

Управление вводом реагента осуществляется автоматически.

Обогрев трубопроводов

Основное назначение обогрева трубопроводов – поддержание необходимой температуры транспортируемого продукта с целью обеспечения текучести нефтегазоводяной смеси. Любая теплоизоляция трубопровода не может в полной мере обеспечить необходимые условия; она лишь предотвращает часть потерь тепла с поверхности трубопровода, но не обеспечивает защиту

продукта от замерзания в холодное время года, а тем более не решает проблему поддержания необходимой технологической температуры.

Для обогрева трубопроводов преимущественно используют нагревательный кабель, к которому в условиях воздействия химически агрессивных сред или в потенциально взрывоопасных зонах предъявляются повышенные требования.

Основными частями систем электрообогрева трубопроводов являются:

- греющая часть (кабель и комплект муфт);
- система питания (силовые провода, распределительные коробки и др.);
- система крепления;
- система управления (шкаф управления, датчики температуры и др.).

К основным задачам системы электрообогрева нефтепроводов можно отнести:

– обеспечение надежной перекачки нефти по трубопроводу в заданном диапазоне температур с допустимой вязкостью;

- предупреждение образования «пробок»;
- обеспечение бесперебойной работы насосного оборудования;
- минимизация образования парафиновых отложений на стенках трубопроводов, конденсата; и т.д.

Для нагрева нефти, нефтяной эмульсии, газа, газового конденсата или их смесей в системах нефтегазосбора при их транспортировке, а также воды для технологических и теплофикационных целей на нефтегазодобывающих предприятиях также используют различные модификации путевых подогревателей.

Предотвращение гидратообразования, система закачки метанола

Для предотвращения образования гидратов в трубопроводах применяют следующие методы:

– непрерывная или периодическая подача антигидратных ингибиторов;

– применение футерованных труб;

–систематическое удаление скапливающейся в газопроводах жидкости.

Ингибиторы гидратообразования подразделяются на три класса:

– традиционные термодинамические ингибиторы – вещества, растворимые в воде, меняющие ее активность и, как следствие, смещающие трехфазное равновесие газ – водная фаза – газовые гидраты в сторону более низких температур (алифатические спирты, гликоли, водные растворы неорганических солей);

– кинетические ингибиторы гидратообразования, прекращающие на время процесс образования гидратов (потенциальная замена термодинамическим ингибиторам);

– реагенты, практически предотвращающие (или резко замедляющие) отложение гидратов за счет частичной блокировки жидкой водной фазы, предотвращают прямой контакт газ – вода, обеспечивая тем самым многофазный транспорт продукции скважин в режиме гидратообразования [9].

Одним из основных и наиболее используемых ингибиторов является метиловый спирт (метанол). Метанол вместе с парами воды, насыщающей газ, образует спиртоводные растворы, температура замерзания которых значительно ниже нуля.

Использование метанола в качестве ингибитора гидратообразования на предприятиях Российской Федерации обусловлено следующими причинами:

– относительно низкая стоимость (по сравнению с другими ингибиторами гидратообразования), широко развитая производственная база;

– высокая технологичность процесса ввода и распределения метанола в требуемые участки технологической цепочки; отсутствие в блоке установки приготовления реагента;

– наивысшая среди известных ингибиторов антигидратная активность, сохраняющаяся даже при низких температурах;

– низкая температура замерзания концентрированных растворов метанола и их исключительно малая вязкость;

– сравнительно малая растворимость метанола в нестабильном конденсате;

– некоррозионность метанола и его водных растворов;

– наличие достаточно простых технологических схем регенерации отработанных растворов [7].

Однако применение метанола для ликвидации и предупреждения образования гидратов имеет существенный недостаток:

– метанол – сильный яд, вызывающий загрязнение окружающей среды и отравление не только при попадании внутрь организма, но и при вдыхании его паров.

Трубопроводы из композитных материалов

Применение полиэтиленовых труб позволяет значительно снизить уровень аварийности, опасности загрязнения окружающей среды, значительно облегчает монтаж. Достоинства полиэтиленовых труб:

- они в 3–7 раз легче стальных, что существенно облегчает их транспортировку и монтаж;
- не подвержены коррозии, не требуют катодной защиты, следовательно, нуждаются в минимальном обслуживании.

Недостатки полиэтиленовых труб:

- малая степень устойчивости к механическому воздействию;
- неустойчивость к влиянию солнечного света, который вызывает нарушение структуры материала;
- сравнительно невысокая прочность на разрыв при изгибе и сжатии;
- значительное тепловое расширение;
- низкие свойства по огнестойкости.

При изготовлении стеклопластиковых труб в качестве армирующих волокон выступает стеклянная нить или ровинг. В качестве связующего: полиэфирные или эпоксидные смолы, реже полиэтилен.

Достоинства стеклопластиковых труб:

- стойкость к электро-химической коррозии,
- низкий коэффициент температурного расширения,
- легкий вес и большая прочность.
- простой и удобный монтаж за счет муфтовых и раструбно-шиповых соединений, которые применяются в подавляющем большинстве случаев.
- Недостатки стеклопластиковых труб:
- низкая стойкость к трещинообразованию поперек волокон;
- гигроскопичность и влагопоглощение, что существенно снижает их работоспособность;
- газовое проникновение, сколы стеклопластика;
- пожароопасность;
- замерзание жидкости приводит к разрушению трубопровода;
- хрупкость.

2.2. Подготовка нефти, газа и воды

Технологические процессы подготовки нефти, газа и воды должны обеспечивать:

- обезвоживание, обессоливание и стабилизацию нефти, направленные на получение продукта, соответствующего требованиям Технического регламента Евразийского экономического союза «О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию» (ТР ЕАЭС 045/2017) и ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия» (требования к качеству могут быть также оговорены условиями гражданско-правового договора), с наименьшими потерями при условии соблюдения норм и правил промышленной безопасности, экологических, противопожарных норм, техники безопасности и охраны труда;

– подготовку попутного нефтяного газа при давлении I ступени сепарации для дальнейшей подачи в газопровод внешнего транспорта;

– подготовку пластовой воды для последующей закачки в систему поддержания пластового давления (ППД) с помощью высоконапорных насосов;

– учет продукции в соответствии с требованиями законодательства.

Объекты подготовки нефти, располагаемые на нефтегазовых месторождениях, образуют технологический комплекс, который, как правило, включает в себя:

- дожимные насосные станции (ДНС) с применением сепарационного оборудования и центробежных насосов для подачи разгазированной обводненной нефти на площадки подготовки нефти;
- ДНС с применением мультифазных насосов для подачи газожидкостной смеси на площадки подготовки нефти;
- установки предварительного сброса воды (УПСВ) с применением сепарационного оборудования и оборудования, осуществляющего сброс пластовой воды до необходимой остаточной обводненности нефти и откачку центробежными насосами частично обводненной нефти на площадки подготовки нефти;

- установки подготовки нефти (УПН) с применением сепарационного оборудования и оборудования для подготовки нефти до требований ТР ЕАЭС 045/2017 и ГОСТ Р 51858;
- центральный пункт сбора (ЦПС) с применением оборудования для приема обводненной нефти с ближайших площадок УПСВ, ДНС и с кустов скважин, с применением сепарационного оборудования, а также оборудования для подготовки нефти до товарного качества, коммерческого учета и насосных агрегатов для откачки товарной нефти в трубопровод внешнего транспорта.

2.2.1. Подготовка нефти

Дожимные насосные станции

ДНС предназначена для приема продукции скважин, отделения попутного нефтяного газа, обеспечения необходимого давления для подачи обводненной разгазированной нефти на объекты подготовки нефти после учета, а также транспортировки газа под давлением I ступени сепарации.

Строительство ДНС обусловлено отдаленностью месторождения и невозможностью транспортировать нефтегазовую смесь до площадки подготовки нефти в связи с предельно высокими давлениями на устьях скважин и в системе сбора нефти.

В состав ДНС входит следующее основное технологическое оборудование:

- сепарационная установка (сепаратор I ступени);
- газосепаратор для отделения капельной жидкости из выделившегося газа в сепараторе I ступени и использованием газа для собственных нужд ДНС;
- сепараторы концевой ступени сепарации для окончательного разгазирования обводненной нефти перед подачей на центробежные насосы;
- центробежные насосы для подачи разгазированной обводненной нефти на площадку подготовки нефти;
- оборудование для учета обводненной нефти;
- аварийный резервуар;
- факельная система в составе: факел для аварийного сжигания газа (сброса газа низкого и высокого давления по автономным факельным линиям), факельный сепаратор высокого и низкого давления;
- дренажная емкость для опорожнения сепараторов.

Установка предварительного сброса пластовой воды

Технологическое исполнение и принцип работы УПСВ зависят от существующей системы сбора и транспорта продукции скважин, способа добычи нефти, физико-химических свойств добывающегося сырья, требований к качеству выходящих продуктов.

УПСВ с применением горизонтальных аппаратов со сбросом воды обеспечивают:

- предварительное разгазирование жидкости в сепараторе I ступени;
- подготовку нефтяной эмульсии к расслоению перед поступлением в аппараты со сбросом пластовой воды (подача деэмульгатора перед сепараторами I ступени);
- подогрев нефти в печах, теплообменниках или с помощью рециркуляции горячей нефти или воды (при необходимости – в случаях, когда на УПСВ поступает жидкость с температурой, недостаточной для нормального осуществления процесса предварительного сброса воды);
- очистку попутного нефтяного газа от капельной влаги в газосепараторе для подачи в газопровод внешнего транспорта и дополнительную подготовку газа для собственных нужд (для факельной системы, для подогревателей, для котельной и т.д.);
- обезвоживание нефти в аппаратах со сбросом воды (трехфазных сепараторах, отстойниках нефти до остаточного содержания пластовой воды не более 5-10 % (мас.));
- окончательное разгазирование частично обезвоженной нефти в сепараторах концевой ступени перед подачей на вход центробежных насосов;
- насосную откачку с помощью центробежных насосов частично обезвоженной нефти на установку подготовки нефти (УПН, ЦПС);
- аварийный 8-12-часовой свободный объем в резервуарах;
- подготовку пластовой воды до требуемого качества для закачки в систему поддержания пластового давления;
- учет нефти, газа и пластовой воды;
- компримирование газа концевой ступени сепарации до давления газа I ступени с помощью вакуумной компрессорной станции;
- аварийный сброс газа с предохранительных клапанов сепараторов I ступени и сброс газа из газосепаратора (в случае невозможности подачи газа в газопровод внешнего транспорта) по линии высокого давления на факел;
- аварийный сброс газа с предохранительных клапанов сепараторов концевой ступени по линии низкого давления на факел.

Применение напорной подготовки нефти предполагает обязательное наличие установки подготовки воды либо напорных отстойников воды.

Применение напорных отстойников воды позволяет направлять подготовленную пластовую воду в буферы-дегазаторы КНС без насосов.

Строительство УПСВ предполагает строительство блочной кустовой насосной станции (БКНС). Дефицит воды для закачки в пласт восполняется водой с водозаборных скважин после предварительной подготовки.

Сброс основного количества пластовой воды происходит непосредственно на ДНС с УПСВ и последующий транспорт малообводненной нефти обеспечивает снижение нагрузки на площадки подготовки нефти (ЦПС) и напорный

нефтепровод (от ДНС до ЦПС), уменьшает коррозионную активность перекачиваемой продукции, тем самым снижая эксплуатационные расходы на поддержание сети трубопроводов.

Напорная подготовка нефти с применением трубных водоотделителей

Трубный водоотделитель (ТВО) представляет собой конструкцию, состоящую из труб диаметром 1020...1420 мм и длиной 80...120 м, которая имеет небольшой уклон (около 4 градусов), позволяющий водной фазе скапливаться в нижней части и отводиться под избыточным давлением установки.

Наклонное расположение ТВО обеспечивает движение предварительно расслоенных потоков нефти и воды в противоположных направлениях, что позволяет разделить аппарат по длине на отдельные отстойные секции (зоны), способствует снижению скорости жидкости в соответствующих отстойных зонах, таким образом создает для каждой фазы благоприятные условия разделения.

На размеры и конфигурацию ТВО оказывают влияние нагрузка и объемные соотношения нефти и воды, требования к степени их подготовки, необходимость применения внутренних сепарирующих устройств.

Остаточная обводненность нефти после ТВО составляет от 5 до 30 % (объемных). Оставшееся количество пластовой воды вместе с нефтью выводится в трубопровод и транспортируется под собственным давлением или с помощью насосов на ЦПС для дальнейшей подготовки.

Для предотвращения попадания нефтяной фазы в водный коллектор, сбоя в работе системы поддержания пластового давления и потерь добытой нефти используются регуляторы межфазного уровня, основанные на гидростатическом принципе поддержания одинакового водораздела в ТВО и регуляторе.

Система автоматизации ТВО формирует релейные сигналы для отключения насосов КНС при появлении в зоне выгрузки воды низкого качества.

Трубный водоотделитель выполняет также функцию буфера, стабилизирующего поток при неравномерном поступлении газоводонефтяного потока, свойственных рельефной местности.

Напорная подготовка нефти с применением концевых делителей фаз трубных автоматизированных

Концевые делители фаз трубные автоматизированные (КДФТ-А) предназначены для предварительного обезвоживания нефти до содержания в ней воды не более 0,5÷5,0 % и могут входить в состав УПСВ или поставляться отдельно в качестве входной ступени обезвоживания УПН. Принцип работы КДФТ-А и ТВО аналогичны.

Размеры КДФТ-А и их технологический объем определяются в зависимости от производительности по жидкости, физико-химических свойств нефти, пластовой воды, режима работы и требований к качеству конечной продукции на основании проведенных исследований агрегатированной устойчивости водонефтяной эмульсии.

В состав КДФТ-А входят следующие узлы и оборудование:

– узел предварительного отбора газа, предназначенный для отбора отделившегося свободного газа в подводящем коллекторе;

– наклонные трубные секции в зависимости от производительности, предназначенные для отделения воды от нефти и ее дегазации;

– внутренние полочные коалесцеры-осадители в нижней части секции, предназначенные для доочистки воды от механических примесей и нефти.

Система автоматизации КДФТ-А состоит из двух уровней: нижний уровень – контрольно-измерительные приборы и контроллеры, объединенные в распределенную сеть локального контроля и управления; верхний уровень – автоматизированное рабочее место оператора (контроллер), расположенное в операторной.

Установка подготовки нефти

Установки подготовки нефти являются составной частью единого технологического комплекса сооружений по сбору и подготовке продукции скважин и, как правило, располагаются на ЦПС, но иногда осуществляется строительство отдельно расположенной площадки УПН.

УПН предназначена для приема продукции скважин, а также частично обезвоженной нефти ближайших УПСВ для подготовки нефти, попутного газа и пластовой воды до требуемых параметров.

Технологический процесс УПН предусматривает:

– глубокое обезвоживание нефтяной эмульсии до остаточного содержания воды не более 1 %;

– обессоливание нефти (при необходимости), стабилизацию, снижение упругости насыщенных паров товарной нефти, отдувку сероводорода физическими или химическими методами (при необходимости), учет и откачку ее центробежными насосами в нефтепровод внешнего транспорта;

– подготовку пластовой воды до требуемого качества для закачки в систему ППД,

– учет и подачу предварительно осушенного попутного газа в газопровод внешнего транспорта.

В состав УПН (как отдельно расположенной площадки) входит следующее основное технологическое оборудование:

– сепарационная установка (сепаратор I ступени) для сепарации жидкости с ближайших кустов скважин;

– газосепаратор для отделения капельной жидкости из выделившегося газа в сепараторе I ступени;

– подогреватели для нагрева жидкости с ближайших кустов скважин и частично обводненной нефти с УПСВ;

– аппараты для предварительного сброса пластовой воды из нефтяной эмульсии с ближайших кустов скважин до остаточной обводненности 5-10 %;

– аппараты для глубокого обезвоживания и обессоливания нефти;

– сепараторы концевой ступени сепарации для окончательного разгазирования нефти;

– центробежные насосы для откачки товарной нефти в трубопровод внешнего транспорта нефти (насосная внешней перекачки);

– центробежные насосы для внутрипарковой перекачки нефти (насосная внутренней перекачки);

– учет подготовленной нефти;

– учет очищенной пластовой воды;

– учет газа перед подачей в газопровод внешнего транспорта;

– учет газа высокого и низкого давления, сжигаемого на факелах;

– учет газа на собственные нужды (на продувку факельных коллекторов, на дежурные горелки факелов, на печи и котельную);

– аварийный резервуар для сырой нефти;

– аварийный резервуар для товарной нефти;

– факел высокого давления для аварийного сброса газа с предохранительных клапанов аппаратов высокого давления (с рабочим избыточным давлением более 0,2 МПа) и сброса газа с сепараторов I ступени в случае невозможности подачи в газопровод внешнего транспорта, на газоперерабатывающий завод (ГПЗ) или на установку предварительной подготовки газа (УППГ);

– факел низкого давления для аварийного сброса газа с предохранительных клапанов аппаратов низкого давления (с рабочим избыточным давлением менее 0,2 МПа) и сброса газа с сепараторов промежуточной и концевой ступеней сепарации в случае невозможности подачи газа на вакуумную компрессорную станцию (ВКС);

– установка водоподготовки (напорный отстойник воды или вертикальный резервуар-отстойник);

– центробежные насосы для откачки очищенной пластовой воды на КНС (в случае подготовки воды в резервуаре-отстойнике);

– дренажные емкости для опорожнения оборудования;

– емкость уловленной нефти;

– дренажная емкость для сбора утечек с сальников насосов нефти;

– дренажная емкость для сбора утечек с сальников насосов пластовой воды;

– дренажная емкость для сбора утечек с узла учета нефти;

– емкость учтенной нефти (в случае применения для учета нефти системы измерения количества и показателей качества нефти (СИКН));

– емкость неучтенной нефти (в случае применения для учета нефти СИКН);

– дренажная емкость для резервуаров;

– установка улавливания легких фракций;

– факельные сепараторы высокого и низкого давления;

– емкости конденсата факельной системы;

– реагентное хозяйство в составе: блоки дозирования реагентов, емкости хранения реагентов, склад хранения реагентов;

– автоматическая система противопожарной защиты с резервуарами противопожарного запаса воды.

Мобильная установка подготовки нефти и газа

Мобильные установки состоят из комплекса оборудования и инженерных сетей в модульном исполнении, размещенных на плитном основании и предназначены для:

– сепарации продукции скважин (разделение на нефть, газ и воду) для выполнения замера с дальнейшей утилизацией на факеле, вывозом автотранспортом или трубопроводным транспортом;

– подготовки нефти для транспорта потребителю (вывоз автотранспортом, трубопроводный транспорт).

Оборудование установки состоит из транспортабельных сборочных единиц – модулей, вписывающихся в транспортные габариты для обеспечения возможности транспортировки к объектам обустройства стандартным транспортом.

Установки представляют собой совокупность технологических блоков и модулей вспомогательных систем и инженерных сетей, установленных на строительные конструкции в виде единой площадки.

Центральный пункт сбора

Центральные пункты сбора нефти являются заключительным звеном в каждой системе сбора нефти и газа. Как правило, в каждом нефтедобывающем районе располагается один пункт сбора и подготовки нефти, газа и воды.

Система подготовки нефти на ЦПС включает в себя комплекс технологического оборудования и сооружений, предназначенных для получения нефти, обессоленной, обезвоженной и стабилизированной, ее учета и дальнейшего транспорта, для очистки сточных вод, первичной подготовки газа концевых ступеней сепарации к транспорту.

ЦПС размещают преимущественно на базовом месторождении. При отсутствии в районе базового месторождения ЦПС размещают на месторождении, ближайшем к начальной точке магистрального нефтепровода.

В состав ЦПС всегда входят объекты как производственного, так и вспомогательного значения. Основные производственные объекты ЦПС:

– комплекс подготовки и транспорта нефти;

– комплекс подготовки воды;

– комплекс подготовки газа.

К основным вспомогательным сооружениям, предназначенным для обслуживания ЦПС, можно отнести:

– административно-бытовой корпус с узлом связи;

– пожарное депо;

– испытательные лаборатории со складом проб;

– котельную;

– сооружения производственного и противопожарного водоснабжения, резервуары для хранения противопожарного запаса воды, противопожарный водоем, блок-боксы противопожарной насосной станции и др.

2.2.2. Подготовка воды

Установка подготовки попутнодобываемой воды

Установка подготовки попутнодобываемой воды представляет собой комплекс технологического оборудования и вспомогательных систем, предназначенный для очистки в промысловых условиях поступающей попутнодобываемой воды от остаточных нефтепродуктов, газа, органических веществ, коллоидной глины, других взвешенных веществ.

Состав оборудования установки подготовки попутнодобываемой воды (в зависимости от состава поступающей попутнодобываемой воды и требований к остаточному содержанию нефтепродуктов и механических примесей):

- сепаратор-флотатор;
- блок гидроциклонов;
- аппарат глубокой очистки воды;
- блок фильтров грубой и тонкой очистки;
- резервуар-отстойник типа РВС/РГС;
- отстойник воды;
- блок дозирования химических реагентов;
- насосный блок откачки пластовых вод на КНС;
- трубопроводная обвязка с комплектом запорно-регулирующей и предохранительной аппаратуры, контрольно-измерительными приборами.

2.2.3. Подготовка газа

Установка комплексной подготовки попутного нефтяного газа

Установка комплексной подготовки попутного нефтяного газа представляет собой комплекс технологического оборудования и вспомогательных систем, предназначенный для очистки в промысловых условиях попутного нефтяного газа от воды, сероводорода, меркаптанов и тяжелых углеводородов.

Комплексная подготовка попутного нефтяного газа предусматривает адсорбционную очистку от тяжелых углеводородов и меркаптанов, аминовую отчистку от сероводорода и адсорбционную осушку.

В состав установки комплексной подготовки попутного нефтяного газа, как правило, могут входить следующие основные узлы:

– узел очистки газа от капельной жидкости;
– узел адсорбционной отчистки от меркаптанов и тяжелых углеводородов;
– узел аминовой очистки;
– узел адсорбционной осушки;
– узел выделения углеводородного конденсата и воды;
– узел каталитического окисления сероводорода с получением серы;
– компрессорная станция;
– технологическое оборудование систем нагрева и охлаждения;

– трубопроводная обвязка с комплектом запорно-регулирующей, предохранительной аппаратуры и контрольно-измерительными приборами.

Дополнительно в состав установки комплексной подготовки попутного нефтяного газа может входить оборудование гранулирования и затаривания серы, узел каталитического дожига отходящего газа.

Преимущество использования установок комплексной подготовки попутного нефтяного газа заключается в возможности подготовки попутного нефтяного газа любого состава с очисткой от паров воды, тяжелых углеводородов и меркаптанов. Современные конструкции адсорберов и применение легко регенерируемых адсорбентов высокой емкости позволяет выпускать компактные и металлоемкие комплексные установки. Такие установки имеют высокую экологическую и промышленную безопасность.

Установка низкотемпературной сепарации

Применение установки низкотемпературной сепарации (УНТС) предусматривает:

– первичную сепарацию газа и улавливание жидкостных пробок во входном газосепараторе;

– охлаждение входного потока газа в теплообменнике газ/газ потоком охлажденного газа;

– охлаждение газа за счет дросселирования потока;

– последующую сепарацию охлажденного газа в низкотемпературном сепараторе газа;

– подогрев подготовленного газа в теплообменнике перед подачей в магистраль/потребителю.

Основная технология включает в себя сепараторы, теплообменники и дроссель (или турбодетандер). Газ из скважин поступает во входной сепаратор, где отделяется жидкая фаза (пластовая вода с растворенными ингибиторами и углеводородный конденсат). Отсепарированный газ направляется в рекуперативные теплообменники для рекуперации холода с дросселированного потока газа. Для предупреждения гидратообразования в поток газа перед теплообменником впрыскивают ингибитор гидратообразования (гликоль или метанол). Охлажденный газ из теплообменников поступает на дроссель или детандер, где за счет дросселирования (или детандирования) падает температура потока. После охлаждения газ поступает в низкотемпературный сепаратор, где из потока газа отделяются сконденсировавшиеся жидкие углеводороды и водный раствор ингибитора гидратообразования. Сухой газ из низкотемпературного сепаратора проходит через рекуперативный теплообменник, где нагревается и нагревает отходящую жидкую фазу из УНТС и только потом подается в магистральный газопровод.

Достоинства:

- простота эксплуатации и обслуживания оборудования;
- минимальные капитальных вложений.

Недостатки:

– через 3–5 лет после начала разработки месторождения давление добываемого газа начинает постепенно падать, не позволяя стабильно достигать

требований по подаче газа в магистральный газопровод, в этом случае предусматривается дополнение установки компрессорными мощностями.

Установка низкотемпературной конденсации

Установки низкотемпературной конденсации (УНТК) основаны на процессе изобарного охлаждения природного и попутного нефтяного газа, сопровождающегося последовательной конденсацией отдельных компонентов газового конденсата или их фракций при определенном давлении. Разделение углеводородных газов методом низкотемпературной конденсации осуществляется путем охлаждения внешним холодом до заданной температуры при постоянном давлении, сопровождающегося конденсацией извлекаемых из газов компонентов, с последующим разделением в сепараторах газовой и жидкой фаз. Использование метода за счет искусственного внешнего холода позволяет поддерживать стабильную точку росы вне зависимости от времени года и перепада давлений, а также добиваться более глубокого извлечения тяжелых углеводородов.

Применение УНТК предусматривает:

– первичную сепарацию газа и улавливание жидкостных пробок во входном газосепараторе;

– охлаждение входного потока газа в теплообменнике за счет внешнего источника охлаждения;

– последующую сепарацию охлажденного газа в низкотемпературном газосепараторе.

Достоинства УНТК:

– стабильная точка росы (даже при падении давления газа в скважине) за счет регулирования мощности внешнего холодильного цикла;

– возможность поддержания более низких температур при охлаждении газа, получение за счет этого дополнительных жидких продуктов;

– стабилизация конденсата в колоннах значительно сокращает потери на факелах.

Компрессорная станция

Компрессорные станции на нефтяном месторождении в зависимости от области применения можно разделить на следующие группы:

– для сбора нефтяного газа;

– для подачи газа в скважины в качестве рабочего агента;

– для транспортировки газа;

– для переработки нефтяного газа;

– для закачки в пласт при поддержании пластового давления и внутрипластовом горении.

Компрессорные станции независимо от их назначения включают в себя следующие основные объекты:

– машинный зал с установленными компрессорами, подъемными устройствами и контрольно-измерительной аппаратурой;

– водяная насосная для охлаждающей воды;

– градирня, сборник горячей воды и бассейн для запаса охлаждающей воды;

– площадки для технологической аппаратуры (сепараторы, маслоотделители и т.д.);

– площадки смазочных масел с регенерационной установкой;

– электрическое распределительное устройство и трансформаторную подстанцию;

– трубопроводы;

– сероочистная установка (если для охлаждения используется сера);

– водосмягчающая установка (если для охлаждения используется жесткая вода);

– котельная, работающая на тепле отработанных газов;

– механическая мастерская для текущего ремонта, склад запасных частей;

– помещение для обслуживающего персонала.

Попутный нефтяной газ поступает на компрессорную станцию с различных объектов месторождения, после сжатия до рабочего давления газ закачивается в трубопровод для транспортировки до дальнейшего места применения в зависимости от поставленной задачи его использования.

2.2.4. Факельные системы

Факельные системы предназначены для сжигания попутных газовых смесей с целью исключения их случайного выброса в атмосферу, обеспечивая прием газовых сбросов от предохранительных клапанов и от технологического оборудования.

В соответствии с задачами и областью применения факельных систем к ним предъявляются следующие основные требования:

– полнота сжигания, в результате которой исключается образование различных альдегидов, кислот и многих весьма вредных промежуточных продуктов;

– исключение образования сажи и дыма;

– безопасное воспламенение сбрасываемых на факел газов;

– устойчивость работы факела при изменениях расхода, давления и состава сбрасываемого газа.

Факельная система предусматривает факельные системы высокого и низкого давления (ФВД и ФНД), каждая из которых включает в себя:

– сепарационно-дренажный узел;

– сепаратор факельный высокого давления;

– сепаратор факельный низкого давления;

– факельную установку (совмещенная факельная установка, факельная установка с раздельной установкой факельных стволов высокого и низкого давления для обеспечения безостановочной работы ДНС с УПСВ или факельная установка с горизонтальным факельным стволом и возможностью выпаривания пластовой воды).

Розжиг факельной установки производится так называемым бегущим огнем или электроискровой системой на дежурной горелке. Далее контроль горения осуществляется акустическими датчиками и термоэлектрическим

преобразователем. Для управления также задействуется автономный блок розжига и контроля пламени, который должен находиться в отдельном шкафу с обогревом. Режимы эксплуатации с подключением автоматики предполагают работу по заданным алгоритмам с передачей сигналов на операторский пульт.

Факельные системы размещаются с учетом розы ветров и технических возможностей установки трубопроводных линий с ограждениями и отводными каналами для горелок. Независимо от типа установки выдерживаются нормативные расстояния между факельными стволами, зданиями, инженерными сооружениями, складами и электрическими подстанциями.

2.2.5. Контроль и учет газа, нефти и воды

Система измерения количества и параметров качества газа

Система измерения количества и параметров газа (СИКГ) обеспечивает на нефтедобывающем предприятии автоматизированный оперативный или коммерческий учет свободного нефтяного газа.

СИКГ представляет собой совокупность функционально объединенных средств измерений, систем обработки информации и технологического оборудования, предназначенная для: измерений объема свободного нефтяного газа, измерений параметров свободного нефтяного газа, вычисления объема свободного газа, приведенного к стандартным условиям, отображения (индикации) и регистрации результатов измерений. СИКГ может работать как на одном, так и нескольких трубопроводах.

СИКГ используется для коммерческого учета при учетно-расчетных операциях, а также оперативного (технического) учета на производстве. Состав СИКГ определяют, исходя из применяемого метода измерений и требований методики измерений для выбранного преобразователя расхода.

В общем случае в состав СИКГ входят следующие блоки:

– блок измерительных линий в составе преобразователей расхода, средств измерений давления и температуры (преобразователей и показывающих);

– блок измерения параметров/показателей качества газа;

– блок операторной;

– система сбора и обработки информации.

В Российской Федерации действуют ГОСТ 33702 «Системы измерений количества и показателей качества газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и широкой фракции легких углеводородов. Общие технические требования» и ГОСТ Р 8.733 «Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования», устанавливающие основные технические и метрологические требования к системам измерений количества и параметров/показателей качества газового конденсата, сжиженного углеводородного газа, широкой фракции легких углеводородов и свободного нефтяного газа.

Система измерения количества и показателей качества нефти

Система измерения количества и качества нефти (СИКН) - это совокупность функционально объединенных средств измерений, системы сбора и обработки информации, технологического и иного оборудования, предназначенная для прямых или косвенных динамических измерений массы и показателей качества нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной, подготовленной к транспортировке и (или) использованию (нефтепродуктов).

Как правило, в состав СИКН входят следующие блоки:

– блок измерительных линий;

– блоки измерения показателей качества нефти (нефтепродуктов);

– блок фильтров;

– блок поверочной установки;

– блок эталонных средств;

– блок операторной;

– система сбора и обработки информации.

Система измерений количества и показателей воды

Система измерений количества и показателей качества воды (СИКВ) представляет собой функционально объединенную совокупность средств измерений, технологического и вспомогательного оборудования, которая предназначена для автоматизированного оперативного учета воды прямым или косвенным методом динамических измерений в соответствии с установленными требованиями.

В общем случае в состав СИКВ входят следующие блоки:

– блок измерительных линий;

– блок операторной;

– система сбора и обработки информации.

2.2.6. Хранение нефти

Резервуарный парк

Под резервуарами хранения нефти и нефтепродуктов понимают стационарные или передвижные сосуды разнообразной формы и размеров, построенные из различных материалов.

Условия, предъявляемые к хранению нефти и нефтепродуктов, существенно различаются, в связи с этим по номенклатуре резервуары подразделяют на:

– резервуары для хранения нефти;

– резервуары для хранения светлых нефтепродуктов;

– резервуары для хранения темных нефтепродуктов.

В свою очередь указанные типы резервуары подразделяют на две основные группы – металлические и неметаллические. Металлические резервуары сооружают преимущественно из стали и иногда из алюминия или в сочетании этих материалов. К неметаллическим резервуарам относятся в основном железобетонные и пластмассовые из различных синтетических материалов.

Резервуары каждой группы также различают по форме. Они бывают вертикальными цилиндрическими, горизонтальными цилиндрическими, прямоугольными, каплевидными и других форм.

По схеме установки резервуары делятся на:

– наземные, у которых днище находится на уровне или выше наинизшей планировочной отметки прилегающей площадки;

– подземные, когда наивысший уровень жидкости в резервуаре находится ниже наинизшей планировочной отметки прилегающей площадки (в пределах 3 м) не менее чем на 0,2 м. К подземным резервуарам приравниваются также резервуары, имеющие обсыпку высотой не менее чем на 0,2 м выше допускаемого наивысшего максимального уровня жидкости в резервуаре и шириной не менее 3 м, считая от стенки резервуара до бровки обсыпки.

Область применения резервуаров устанавливается в зависимости от физических свойств хранимой нефти или нефтепродуктов и от условий их взаимодействия с материалом, из которого сооружают хранилище. Для нефти и темных нефтепродуктов рекомендуется применять железобетонные резервуары.

Каждая группа наземных резервуаров ограждается земляным валом или стенкой. Выбор оптимальных, наиболее экономичных типов резервуаров производится с учетом комплекса технологических и конструктивных решений, создающих возможность уменьшения расхода стали в резервуарах, снижение трудоемкости и стоимости их изготовления, а также сокращение потерь нефтепродуктов от испарения и повышение общей надежности и экономичности хранилищ [14].

В Российской Федерации действуют ГОСТ 31385 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия» и ГОСТ 17032 «Резервуары стальные горизонтальные для нефтепродуктов. Технические условия», устанавливающие общие требования к проектированию и конструкции резервуаров.

Установка улавливания легких фракций углеводородов

Установка улавливания легких фракций углеводородов предназначена для сбора, компримирования паров легких фракций углеводородов, выделившихся из газового пространства резервуаров, и поддержания в них оптимального давления.

Установка улавливания легких фракций углеводородов состоит из:

– газоуравнительных трубопроводов;

– технологического блока;

– блока управления.

При проведении технологических операций из нефти или нефтепродуктов выделяются легкие фракции углеводородов, которые поступают в газовое пространство резервуаров и перераспределяются между ними по трубопроводам газоуравнительной системы. При достижении давления в газовом пространстве резервуаров определенного значения включается компрессор, который откачивает легкие фракции по выкидному трубопроводу в систему утилизации. Если давление в системе продолжает возрастать, то компрессор переходит на откачку при повышенных оборотах, увеличивая производительность. При

снижении давления до минимальной запрограммированной величины, обеспечиваемой во всех резервуарах, подключенных к системе избыточного давления, компрессор останавливается. Если давление в дальнейшем снижается, то открывается подпиточный клапан, соединяющий приемный и выкидной трубопроводы, углеводороды обратным ходом из выкидного трубопровода поступают через подпиточный трубопровод по уравнительной системе в резервуары, тем самым препятствуют образованию в них вакуума и обеспечивают поддержание в газовом пространстве давления на заданном минимальном уровне.

Использование установок улавливания легких фракций углеводородов позволяет ликвидировать потери легких углеводородов из резервуаров и получить дополнительную прибыль, уменьшить загрязнение воздуха в районе резервуара, сохранить свойства нефти, уменьшить пожароопасность резервуарного парка и сократить внутреннюю коррозию крыш резервуаров за счет предотвращения попадания воздуха.

Автоматизированная система налива

Автоматизированная система налива (АСН) нефти и нефтепродуктов представляет собой единый автоматизированный комплекс узлов и агрегатов, используемых для дозированного налива горючего в железнодорожные цистерны, автотопливозаправщики, резервуарный парк, наливные суда.

АСН обычно состоит из основных узлов:

– раздаточный узел;

– механический узел;

– узел управления;

– узел учета отпускаемой продукции, без возможности его отключения с фиксацией технологических операций в системе обработки информации.

АСН может использоваться совместно с:

– вертикальными наземными резервуарами;

– горизонтальными наземными резервуарами;

– заглубленными и подземными резервуарами.

АСН подбирают в зависимости от назначения, требуемой точности налива, используемого сырья, производительности и режимов работы и пр.

Приемо-сдаточный пункт

Приемо-сдаточный пункт (ПСП) предназначен для приема, подогрева (при необходимости), хранения, учета нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию, ее передачи от принимающей стороны к сдающей.

Основной задачей организации ПСП является обеспечение достоверности учета и контроля качества нефти, организационно-техническое обеспечение приемо-сдаточных операций.

При выполнении операции приема-сдачи нефти на ПСП осуществляют:

– круглосуточный учет количества принимаемой, перекачиваемой, находящейся в наличии и сдаваемой нефти с передачей информации диспетчерским и товарно-транспортным службам;

– отбор проб из резервуаров и нефтепроводов СИКН, испытание нефти, хранение арбитражных проб;

– оформление актов приема-сдачи нефти, паспортов качества, составление отчетов и передачу их товарно-транспортным службам;

– контроль технологической схемы транспортирования нефти в пределах зоны ответственности сторон;

– контроль параметров перекачиваемой нефти;

– контроль условий эксплуатации средств измерений и оборудования в соответствии с техническими требованиями;

– контроль метрологических характеристик средств измерений в межповерочном интервале в процессе эксплуатации;

– контроль доступа к средствам измерения и контроль изменения их метрологических характеристик.

В случаях, когда нефть на ПСП поступает железнодорожным транспортом, предусматривается установка для нижнего слива нефти с железнодорожных цистерн.

В состав ПСП входят следующие узлы:

– СИКН (основная схема учета с применением методов динамических измерений);

– резервная схема учета;

– аккредитованная испытательная (аналитическая) лаборатория;

– операторная;

– бытовые и вспомогательные помещения.

В качестве резервной схемы учета применяют СИКН, меры вместимости (резервуары, танки наливных судов), меры полной вместимости (железнодорожные и автоцистерны). Резервная схема может принадлежать владельцу СИКН или другой стороне.

В состав ПСП также может входить несколько СИКН при осуществлении операций приема-сдачи нефти по нескольким направлениям. При наличии испытательной (аналитической) лаборатории у принимающей и сдающей сторон в состав ПСП включают лабораторию по соглашению сторон.

В Российской Федерации действуют РМГ 89-2010 «Рекомендации по межгосударственной стандартизации. Государственная система обеспечения единства измерений. Приемо-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение», ГОСТ 8.589 «Государственная система обеспечения единства измерений. Ведение учетных операций на пунктах приема-сдачи нефти в нефтепроводных системах», устанавливающие основные положения метрологического обеспечения учетных операций. В российской нефтепроводной системе указанный стандарт применяется в пунктах приема-сдачи, где проводятся приемо-сдаточные операции при перемещении через таможенную границу Российской Федерации.

2.3. Использование попутного нефтяного газа

К наиболее распространенным способам использования попутного нефтяного газа (ПНГ) можно отнести следующие:

– рациональное (эффективное) – глубокая переработка в газ, топливо и сырье для нефтехимической промышленности; неглубокая переработка в газ и топливо; генерация электрической и тепловой энергии; потребление на собственные нужды; закачка в газотранспортную систему; сжижение ПНГ;

– допустимое (затратное, потери ПНГ до 30–35 % при повторном извлечении) – обратная закачка ПНГ в нефтяной пласт.

Выбор способа и технологии использования ПНГ базируется на технической и экономической рентабельности.

2.3.1. Выработка тепло- и электроэнергии

Данный способ использования ПНГ применяется, когда нефтепромыслы размещаются в труднодоступных регионах с плохо развитой инфраструктурой и отсутствуют необходимые источники электроэнергии (тепловой энергии). Экологические риски при этом способе использования ПНГ минимизируются путем установки блоков подготовки топливного газа, приравнивая выработку тепловой и электрической энергии к электростанциям и котельным установкам, работающим на природном газе.

Ассортимент установок выработки тепло- и электроэнергии с использованием ПНГ широк. В настоящее время для получения электроэнергии с использованием ПНГ применяют как газотурбинные, так и газопоршневые энергоблоки. Эти устройства позволяют обеспечить полноценное функционирование станции с возможностью вторичного использования вырабатываемого тепла. Подбор установок и их параметров осуществляют в зависимости от поставленной задачи для конкретного случая применения.

2.3.2. Подготовка и транспорт нефти

При подготовке нефти и при ее транспортировании для подогрева с использованием путевых подогревателей, печей подогрева нефти в качестве сжигаемого топлива может быть использован ПНГ, добываемый на этом месторождении. Целесообразность указанного метода использования ПНГ определяют в зависимости от конкретных задач, условий и применяемого оборудования подготовки и транспортирования нефти.

2.3.3. Подача газа в систему магистральных трубопроводов и сдача на газоперерабатывающие заводы

ПНГ может быть закачан в газотранспортную систему для последующей продажи потребителям в составе природного газа. В силу технологических причин объем ПНГ, который таким образом можно закачать в газотранспортную систему,

не может превышать 5 % от объема природного газа, перекачиваемого по трубопроводу без учета добавленного ПНГ. Таким образом, применимость указанного метода использования ПНГ предполагает близость месторождения к трубопроводу с объемом транзита природного газа, многократно превышающего объем ПНГ, подлежащего закачке в газотранспортную систему. Если объем добываемого ПНГ превышает этот показатель, то оставшийся объем ПНГ следует утилизировать или использовать иным способом [15].

При наличии инфраструктуры в месте добычи газа сдача ПНГ на газоперерабатывающий завод представляет собой наиболее простой метод утилизации (использования) ПНГ. Возможно строительство мини-газоперерабатывающих заводов (мини-ГПЗ) для нефтедобывающих объектов с большими объемами добычи. Однако указанный метод не подходит для удаленных скважин.

В случае неглубокой переработки ПНГ при помощи мобильных технологических установок он может быть разделен на метан и пропан-бутановую смесь. Легкие углеводороды закачиваются в газотранспортную систему, более тяжелые сжижаются и направляются потребителям в цистернах или по трубопроводной системе. При этом сохраняются требования к наличию свободных мощностей в транзитном трубопроводе.

При глубокой переработке ПНГ по трубопроводной системе доставляется на крупные газоперерабатывающие заводы, где производится его разделение на метан и широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ). Метан закачивается в магистральную газопроводную систему, а ШФЛУ направляется для дальнейшей переработки в продукты нефтехимии [15].

Для подачи в систему магистральных трубопроводов газ подготавливается до необходимых требований.

2.3.4. Использование попутного нефтяного газа для поддержания пластового давления (закачка в пласт)

Очищенный и специально подготовленный ПНГ может закачиваться обратно в нефтеносный пласт при помощи компрессорных станций. При этом решение проблемы использования ПНГ откладывается на будущие периоды – до появления ресурсов или технологических возможностей, позволяющих эффективно перерабатывать ПНГ, а также поддерживается уровень добычи нефти на месторождении. Указанный метод условно можно охарактеризовать как экологически нейтральный, так как при этом не возникает дополнительных отрицательных воздействий на окружающую среду по сравнению с воздействиями, характерными для обычного процесса нефтедобычи. Однако часть ПНГ как полезного сырья (до 40 %) теряется, так как при последующей добыче нефти не весь ПНГ, закачанный в пласт, можно будет извлечь обратно [15].

Для реализации указанного метода необходимо наличие установок комплексной подготовки и очистки ПНГ, компрессорных станций и т.д.

2.3.5. Закачка газа в подземные хранилища газа

Отличие технологии закачки ПНГ в подземные хранилища газа от закачки в пласт заключается в хранении попутного сырья для последующего рационального использования, а не для поддержания пластового давления.

Указанный способ позволяет достигать высоких значений уровня использования ПНГ. В данном случае попутный газ, получаемый в процессе добычи нефти, поступает на технологические нужды промысла: используется для работы газотурбинной электростанции, является топливом для печей нагрева нефти и котельных и т.д.

Использование подземных хранилищ ПНГ является перспективным направлением повышения уровня использования ПНГ в отдаленных и труднодоступных регионах. В качестве объектов для закачки в данном случае могут использоваться залежи нефтяных, нефтегазоконденсатных, газовых месторождений, а также водоносные пласты, расположенные непосредственно в разрабатываемых месторождениях. Указанный способ имеет низкие капитальные затраты и короткое время реализации в сравнении с другими методами использования ПНГ. При этом создание и эксплуатация подземных хранилищ ПНГ позволяют гибко подходить к вопросу использования ПНГ на разрабатываемом месторождении.

2.4. Поддержание пластового давления. Закачка воды в пласт

Поддержание пластового давления закачкой воды, кроме повышения нефтеотдачи, обеспечивает интенсификацию процесса разработки. Это обусловливается приближением зоны повышенного давления, создаваемого за счет закачки воды в водонагнетательные скважины, к добывающим скважинам.

Для принятия решения о проведении поддержания пластового давления закачкой воды на конкретной залежи нефти рассматривают следующие основные вопросы:

– определяют местоположение водонагнетательных скважин;

– определяют суммарный объем нагнетаемой воды;

– рассчитывают число водонагнетательных скважин;

– устанавливают основные требования к нагнетаемой воде [8].

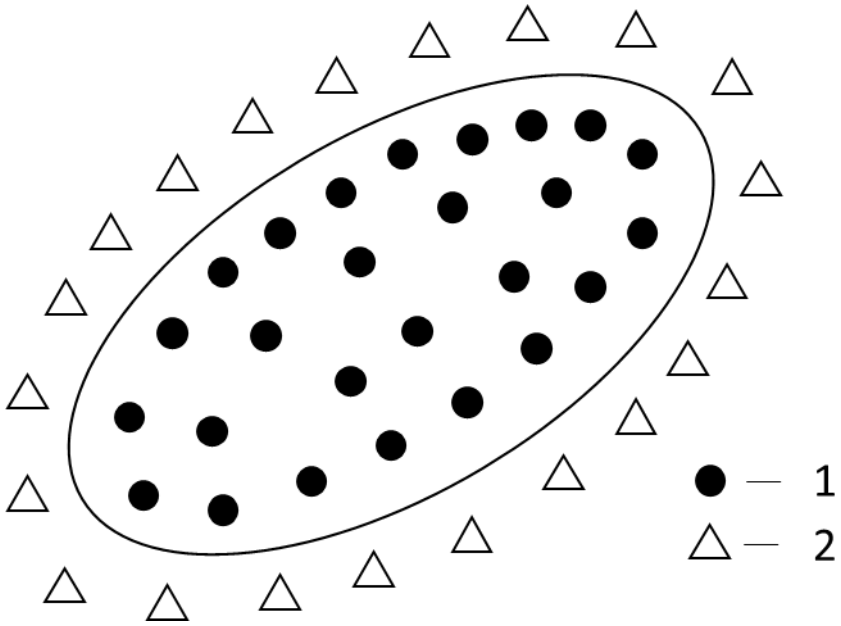
В зависимости от местоположения водонагнетательных скважин нашли применение следующие системы заводнения:

– законтурное заводнение;

– приконтурное заводнение;

– внутриконтурное заводнение и их разновидности.

Законтурное заводнение применяют для разработки залежей с небольшими запасами нефти. Скважины располагают в законтурной водоносной части пласта. Применение законтурной системы разработки возможно тогда, когда водонефтяной контакт при достижимых перепадах давления может перемещаться. Схематично законтурное заводнение представлено на рисунке 2.1 [8].



1 – добывающие скважины; 2 – нагнетательные скважины

Рисунок 2.1 – Принципиальная схема законтурного заводнения

Приконтурное заводнение применяют тогда, когда затруднена гидродинамическая связь нефтяной зоны пласта с законтурной областью. Ряд нагнетательных скважин в этом случае размещается в водонефтяной зоне или у внутреннего контура нефтеносности.

Внутриконтурное заводнение применяют в основном при разработке нефтяных залежей с очень большими площадными размерами. В необходимых случаях внутриконтурное заводнение сочетается с законтурным.

Разделение нефтеносной площади на несколько площадей путем внутриконтурного заводнения позволяет ввести всю нефтеносную площадь в эффективную разработку одновременно. Для полноценного разрезания нефтеносной площади нагнетательные скважины располагают рядами. При закачке в них воды по линиям рядов нагнетательных скважин образуется зона повышенного давления, которая препятствует перетокам нефти из одной площади в другую. По мере закачки очаги воды, сформировавшиеся вокруг каждой нагнетательной скважины, увеличиваются в размерах и сливаются, образуя единый фронт воды, продвижение которого можно регулировать так же, как и при законтурном заводнении.

Добывающие скважины располагают рядами параллельно рядам водонагнетательных скважин. Расстояние между рядами нефтедобывающих скважин и между скважинами в ряду выбирают, основываясь на гидродинамических расчетах, с учетом особенностей геологического строения и физической характеристики коллекторов на разрабатываемой площади.

Одной из разновидностей системы внутриконтурного заводнения являются блоковые системы разработки. Блоковые системы разработки находят применение на месторождениях вытянутой формы с расположением рядов водонагнетательных скважин чаще в поперечном направлении. Принципиальное

отличие блоковых систем разработки от системы внутриконтурного заводнения состоит в том, что блоковые системы предполагают отказ от законтурного заводнения.

К преимуществам блоковых систем можно отнести:

– отказ от расположения водонагнетательных скважин в законтурной зоне, что исключает риск бурения скважин в слабоизученной на стадии разведки месторождения части пласта;

– увеличение полноты использования проявление естественных сил гидродинамической области законтурной части пласта;

– существенное сокращение площади, подлежащей обустройству объектами поддержания пластового давления;

– упрощение обслуживания системы поддержания пластового давления (скважины, кустовые насосные станции и т. д.);

– компактное, близкое расположение добывающих и водонагнетательных скважин, позволяющее оперативно решать вопросы регулирования разработки перераспределением закачки воды по рядам и скважинам и отбора жидкости в нефтедобывающих скважинах [8].

Заводнение пластов при расположении водонагнетательных скважин у оси складки получило наименование осевое заводнение. Все преимущества блоковых систем разработки характерны и при осевом заводнении.

Площадное заводнение применяют при разработке пластов с ухудшенными свойствами коллектора и низкой продуктивностью. При этой системе добывающие и нагнетательные скважины размещаются по правильным схемам четырех-, пяти-, семи- и девятиточечным системам. Большое влияние на эффективность площадного заводнения оказывает однородность пласта и величина запасов нефти, приходящаяся на одну скважину, а также глубина залегания объекта разработки. В условиях неоднородного пласта как по разрезу, так и по площади происходят преждевременные прорывы воды к добывающим скважинам по более проницаемой части пласта, что сильно снижает добычу нефти за безводный период и повышает водонефтяной фактор, поэтому площадное заводнение желательно применять при разработке наиболее однородных пластов.

Очаговое заводнение представляет собой дополнение к уже осуществленной системе законтурного или внутриконтурного заводнения. При этой системе заводнения группы нагнетательных скважин размещаются на участках пласта, отстающих по интенсивности использования запасов нефти.

Избирательная система заводнения является разновидностью площадного заводнения и применяется на залежах нефти со значительной неоднородностью. При системе избирательного заводнения разработка залежи осуществляется в следующем порядке. Залежь разбуривают по равномерной треугольной или четырехугольной сетке, и затем все скважины вводят в эксплуатацию как нефтедобывающие. Конструкция скважин подбирается таким образом, чтобы любая из них отвечала требованиям, предъявляемым к нефтедобывающим и нагнетательным скважинам. Площадь залежи нефти (месторождения) обустраивают объектами сбора нефти и газа и объектами поддержания

пластового давления так, чтобы можно было освоить любую скважину не только как нефтедобывающую, но и как водонагнетательную.

Барьерное заводнение. При разработке газонефтяных месторождений с большим объемом газовой шапки может ставиться задача одновременного отбора нефти из нефтяной оторочки и газа из газовой шапки. В связи с тем, что регулирование отбора нефти и газа, а также пластового давления при раздельном отборе нефти и газа, не приводящим к взаимным перетокам нефти в газоносную часть пласта, а газа в нефтеносную часть, весьма затруднено, прибегают к разрезанию единой нефтегазовой залежи на отдельные участки самостоятельной разработки. Водонагнетательные скважины при этом располагают в зоне газонефтяного контакта, а закачку воды и отборы газа и нефти регулируют таким образом, чтобы происходило вытеснение нефти и газа водой при исключении взаимных перетоков нефти в газовую часть залежи, а газа в нефтяную часть [8].

Для надлежащего выполнения задач поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи к нагнетаемой воде предъявляются следующие основные требования:

– вода не должна вступать в химическую реакцию с пластовыми водами, так как при этом может происходить выпадение осадка и закупорка пор пласта;

– количество механических примесей в воде должно быть небольшим, так как это может приводить к засорению призабойной зоны пласта. Допустимый размер твердых частиц и их концентрация в закачиваемой воде должны определяться в зависимости от фильтрационных свойств продуктивного пласта;

– вода не должна содержать примесей сероводорода и углекислоты, вызывающих коррозию наземного и подземного оборудования.

– при использовании для нагнетания воды поверхностных источников она должна подвергаться обработке на биологическую очистку от микроорганизмов и спор водорослей.

– нагнетаемая вода не должна вызывать разбухание глинистых пропластков внутри объекта разработки и глинистых частиц цементирующего материала пласта. Это может привести к закупорке пор и разрушению призабойной зоны скважины с нарушением целостности эксплуатационной колонны.

2.5. Учет продукции перед передачей потребителю

Приемо-сдаточный пункт.

Основная информация о приемо-сдаточном пункте приведена в п. 2.2.6 настоящего справочника НДТ.

Системы измерения количества газа, нефти, воды и качества газа, нефти.

Основная информация о системах измерения количества и качества газа, нефти, воды приведена в п. 2.2.5 настоящего справочника НДТ.

2.6. Морская добыча нефти

Освоение морских месторождений углеводородного сырья включает в себя весь комплекс работ, связанных с поисково-разведочным и эксплуатационным бурением, проектированием, обустройством, эксплуатацией месторождения и имеет характерные особенности, связанные с физико-географическими условиями ведения работ, применяемыми технологиями, дополнительными требованиями к нефтегазопромысловым сооружениям, оборудованию, мероприятиям по охране окружающей среды и т.д.

На текущий момент в мире эксплуатируется более 250 морских нефтегазодобывающих объектов, расположенных на морских глубинах от первых десятков до 2500 метров. Месторождения, расположенные непосредственно у побережья, также могут осваиваться с берега наклонно-направленными скважинами.

Обустройство морских месторождений проектируется индивидуально с учетом условий конкретного месторождения / группы месторождений, учитывает природно-климатические и инженерно-геологические условия района работ (глубина моря, волновая и ветровая нагрузки, ледовая обстановка и т.д.), технологические показатели разработки, схемы отгрузки и транспортировки сырья, тип морских нефтегазопромысловых сооружений и т.д.

К морским нефтегазопромысловым сооружениям относятся:

– временные / мобильные сооружения (плавучие буровые установки);

– стационарные сооружения (насыпные/ледовые острова, платформы гравитационного типа свайного и кессонного типов, моноподы и т.д.);

– плавучие сооружения (плавучие нефтегазодобывающие комплексы, плавучие хранилища, плавучие платформы на натяжных опорах и т.д.);

– объекты подводного обустройства (подводные добычные комплексы, подводные трубопроводы, подводные защитные сооружения и т.д.).

Отдельные морские нефтегазопромысловые объекты в зависимости от выбранной схемы обустройства месторождения могут выполнять как полный комплекс операций по бурению, добыче углеводородного сырья, подготовке, хранению и отгрузке продукции, так и ограниченный набор функций (например, морские хранилища). Характерным признаком всех нефтегазопромысловых объектов является обеспечение автономности их функционирования (энергоснабжение, запас продовольствия и пресной воды для персонала) и принцип «нулевого сброса» для минимизации влияния производственных процессов на окружающую среду (вывоз отходов производства и потребления и их последующая утилизация на суше либо размещение в пластах горных пород). Учитывая, что обычно морские нефтегазопромысловые объекты удалены от районов с развитой инфраструктурой, особое значение имеют обеспечение дополнительных защитных барьеров при осуществлении производственной деятельности, детальное планирование ведения одновременных работ, а также разработка мероприятий по ликвидации возможных аварийных ситуаций.

Раздел 3. Текущие уровни эмиссии в окружающую среду от технологических объектов нефтедобывающих предприятий

Раздел содержит фактические данные о текущем уровне воздействия объектов добычи нефти на окружающую среду и уровнях потребления материальных и энергетических ресурсов, выполненный на основе сбора данных от предприятий отрасли.

3.1. Объекты добычи, сбора и транспорта продукции нефтяных скважин

Выбор метода подъема продукции нефтяных скважин из недр зависит от природных характеристик разрабатываемого месторождения. Подъем продукции нефтяных скважин производится за счет природной энергии (естественное и артезианское фонтанирование, бескомпрессорный газлифт, плунжерный лифт) либо комбинирования природной и вводимой извне энергии (искусственное фонтанирование и механизированная эксплуатация скважин, включающая способы глубинно-насосной эксплуатации и компрессорного газлифта). Глубинно-насосная эксплуатация, в свою очередь, охватывает способы извлечения углеводородного сырья с использованием различных видов насосного оборудования: установок электроцентробежных, гидравлических поршневых, винтовых, штанговых, диафрагменных, струйных, вибрационных и иных насосов.

Основными источниками воздействия на окружающую среду на этапе добычи, сбора и транспорта продукции нефтяных скважин являются организованные (18 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) и неорганизованные (82 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Основными источниками неорганизованных выбросов на технологическом этапе являются неплотности технологического оборудования объектов добычи, сбора и транспорта продукции нефтяных скважин (фланцевые соединения, сальниковые уплотнения, запорно-регулирующая арматура).

Продукцией для расчета удельных значений в данном процессе является нефтегазоводяная смесь, т/год.

Данные по воздействию на окружающую среду, потребляемым материальным и энергетическим ресурсам, объемам образования основных видов отходов производства, характеризующие действующие объекты добычи, сбора и транспорта продукции нефтяных скважин, приведены в таблицах 3.1–3.3.

Таблица 3.1 – Текущие удельные выбросы загрязняющих веществ от технологических объектов добычи, сбора и транспорта продукции нефтяных скважин

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
Добыча, сбор и транспорт продукции нефтяных скважин	Неплотности технологического оборудования (фланцевые соединения, сальниковые уплотнения, запорно-регулирующая арматура). насосное оборудование, дренажные емкости, замерные установки, трубопроводы, коллектора, установки дозирования реагентов, факельные	*Неорганизованные источники выбросов (82 %)*				
		Углерода оксид	0,0000020	50,84	25,42	32,2
		Метан	0,00010	49,90	24,95	31,6
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,00000050	28,07	14,04	17,8
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,00010	25,13	12,57	15,9
		Азота диоксид	0,0000070	1,72	0,86	1,1
		Азота оксид	0,00010	0,74	0,37	0,5
		Бензол	0,0000020	0,69	0,35	0,4
		Метилбензол (толуол)	0,0000011	0,25	0,13	0,2
		Спирт метиловый	0,000025	0,20	0,10	0,1
		Сероводород	0,0000000060	0,073	0,04	0,05
		Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	0,0000010	0,065	0,03	0,04
		Серы диоксид	0,000038	0,026	0,01	0,02
		Организованные источники выбросов (18 %)				
		Метан	0,000024	18,6	9,30	50,9
		Углерода оксид	0,00017	10,68	5,34	29,2
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,00012	2,83	1,42	7,7
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,000009	2,47	1,24	6,8
		Азота диоксид	0,0002	1,24	0,62	3,4

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
	установки сжигания газа.	Бензол	0,00017	0,22	0,11	0,6
		Азота оксид	0,000031	0,2	0,10	0,5
		Серы диоксид	0,00016	0,2	0,10	0,5
		Метилбензол (толуол)	0,00012	0,077	0,039	0,2
		Сероводород	0,000000014	0,0015	0,0008	0,004
		Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	0,00011	0,0010	0,0006	0,003
		Суммарные удельные значения выбросов загрязняющих веществ от организованных и неорганизованных источников выбросов				
		Метан	0,00012	68,50	34,25	35,3
		Углерода оксид	0,00017	61,52	30,76	31,7
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,0000095	30,54	15,27	15,7
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,00022	27,96	13,98	14,4
		Азота диоксид	0,00021	2,96	1,48	1,5
		Азота оксид	0,00013	0,94	0,47	0,5
		Бензол	0,00017	0,91	0,46	0,5
		Метилбензол (толуол)	0,00012	0,33	0,17	0,2
		Серы диоксид	0,00020	0,23	0,12	0,1
		Спирт метиловый	0,000025	0,20	0,10	0,1
		Сероводород	0,000000020	0,075	0,04	0,04
		Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	0,00011	0,066	0,03	0,03

Таблица 3.2 – Потребляемые материальные и энергетические ресурсы на этапе добычи, сбора и транспорта продукции нефтяных скважин

Наименование ресурса	Ед. изм.	Удельное значение		
		Мин.	Макс.	Среднее значение
Деэмульгаторы	т/т	$5{,}59 \cdot 10^{-7}$	$5{,}31 \cdot 10^{-5}$	$1{,}04 \cdot 10^{-5}$
Ингибиторы	т/т	$6{,}07 \cdot 10^{-8}$	$5{,}60 \cdot 10^{-3}$	$7{,}83 \cdot 10^{-5}$
Потребление топлива (всего)	т.у.т./т	$3{,}41 \cdot 10^{-7}$	$6{,}84 \cdot 10^{-3}$	$5{,}74 \cdot 10^{-4}$
Потребление топлива (газового)	$м^3$/т	$1{,}77 \cdot 10^{-4}$	2,63	$2{,}57 \cdot 10^{-1}$
Потребление топлива (жидкого)	т/т	$2{,}35 \cdot 10^{-7}$	67,6	2,38
Потребление электроэнергии	кВт·ч/т	$3{,}43 \cdot 10^{-6}$	335	24,4
Реагенты	т/т	$3{,}22 \cdot 10^{-7}$	$1{,}71 \cdot 10^{-2}$	$5{,}48 \cdot 10^{-4}$
Тепловая энергия	Гкал/т	$1{,}86 \cdot 10^{-4}$	$3{,}97 \cdot 10^{-3}$	$8{,}23 \cdot 10^{-4}$

Таблица 3.3 – Основные виды отходов, образующиеся на этапе добычи, сбора и транспорта продукции нефтяных скважин

Наименование этапа	Наименование отхода	Масса образования, т/год		
		Мин.	Макс.	Среднее значение
Добыча, сбор и транспорт продукции нефтяных скважин	Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти и нефтепродуктов 15 % и более)	0,0010	30,00	0,96
	Грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15 % и более)	0,12	49559,67	3641,72
	Отходы минеральных масел	0,0010	39,47	4,19
	Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов	0,30	91550,57	1619,50
	Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15 % и более)	0,010	44660,00	1147,08
	Осадок (шлам) механической очистки нефтесодержащих сточных вод, содержащий нефтепродукты в количестве менее 15 %, обводненный	3,00	3,00	3,00
	Тара из черных металлов, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15 %)	0,0030	68,59	2,93
	Проппант керамический на основе кварцевого песка, загрязненный нефтью (содержание нефти 15 % и более)	0,0090	8232,62	181,32

3.2. Объекты подготовки нефти, газа и воды

Объекты подготовки нефти, газа и воды предназначены для подготовки нефти до соответствия по качеству требованиям нормативных документов с применением процессов обезвоживания, обессоливания, стабилизации нефти, организации сдачи нефти потребителю с использованием различных видов транспорта (трубопроводный, водный, железнодорожный, автомобильный); подготовки попутного нефтяного газа для использования для собственных нужд и поставки внешнему потребителю с использованием трубопроводного транспорта; подготовки пластовой воды для закачки в систему поддержания пластового давления; ведения ученых операций с нефтью, попутным нефтяным газом, пластовой водой.

Основными источниками воздействия на окружающую среду являются:

- на подэтапе подготовки нефти организованные (78 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) и неорганизованные (22 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- на подэтапе подготовки газа организованные (77 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) и неорганизованные (23 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- на подэтапе подготовки воды организованные (55 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) и неорганизованные (45 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух,
- на подэтапе ведения учетных операций с нефтью, попутным нефтяным газом, пластовой водой организованные (81 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) и неорганизованные (19 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- на подэтапе хранения нефти организованные (8 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) и неорганизованные (92 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

Продукцией для расчета удельных значений в процессах подготовки нефти и хранения нефти является товарная нефть, т/год; в процессе подготовки газа – объем газа, т/год; в процессе подготовки воды – объем пластовой воды, т/год; в процессе ведения учетных операций – суммарный объем нефти, газа и воды, т/год.

Данные по воздействию на окружающую среду, потребляемым материальным и энергетическим ресурсам, объемам образования основных видов отходов производства, характеризующие действующие объекты подготовки нефти, газа и воды, приведены в таблицах 3.4–3.10.

Таблица 3.4 – Текущие удельные выбросы загрязняющих веществ от технологических объектов подготовки нефти, газа и воды: подготовка нефти

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
Подготовка нефти, газа и воды: Подготовка нефти	Насосное оборудование, сепараторы, факельные системы, печи, дренажные емкости, резервуары, блоки дозирования реагентов, продувочные свечи, неплотности оборудования	*Неорганизованные источники выбросов (22 %)*				
		Метан	0,00011	6,36	3,18	39,1
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,00023	4,61	2,31	28,3
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,0023	3,93	1,97	24,2
		Углерода оксид	0,0000011	0,67	0,34	4,1
		Азота диоксид	0,000013	0,35	0,18	2,1
		Спирт метиловый	0,00023	0,11	0,06	0,7
		Спирт пропиловый	0,11	0,11	0,11	0,7
		Бензол	0,00011	0,051	0,03	0,3
		Метилбензол (толуол)	0,000012	0,032	0,02	0,2
		Азота оксид	0,00014	0,020	0,01	0,1
		Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	0,0000050	0,016	0,01	0,1
		Сероводород	0,0000011	0,016	0,01	0,1
		Углеводороды предельные C_{12}-C_{19}	0,00014	0,00046	0,0003	0,003
		Спирт бутиловый	0,00013	0,00016	0,0001	0,001
		Серы диоксид	0,00000033	0,000022	0,00001	0,0001
		Организованные источники выбросов (78 %)				
		Углерода оксид	0,0000040	54,58	27,29	86,2
		Метан	0,0000020	5,25	2,63	8,3
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,0013	1,32	0,66	2,1

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,00014	0,90	0,45	1,4
		Азота диоксид	0,000010	0,38	0,19	0,6
		Серы диоксид	0,00011	0,25	0,13	0,4
		Спирт метиловый	0,00044	0,24	0,12	0,4
		Сероводород	0,0000030	0,17	0,09	0,3
		Бензол	0,0000020	0,096	0,05	0,2
		Азота оксид	0,0000010	0,079	0,04	0,1
		Бензапирен	$1 \cdot 10^{-11}$	0,072	0,04	0,1
		Спирт изопропиловый	0,0018	0,0030	0,002	0,005
		Метилбензол (толуол)	0,00015	0,0028	0,001	0,004
		Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	0,0010	0,0010	0,001	0,002
		Суммарные удельные значения выбросов загрязняющих веществ от организованных и неорганизованных источников выбросов				
		Углерода оксид	0,0000050	55,25	27,29	69,1
		Метан	0,00011	11,61	5,81	14,7
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,00037	5,51	2,76	7,0
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,0037	5,26	2,63	6,7
		Азота диоксид	0,000020	0,73	0,37	0,9
		Спирт метиловый	0,00067	0,35	0,18	0,4
		Серы диоксид	0,00011	0,25	0,13	0,3
		Сероводород	0,0000040	0,19	0,10	0,2
		Бензол	0,00011	0,15	0,08	0,2
		Спирт пропиловый	0,11	0,11	0,11	0,1

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
		Азота оксид	0,00010	0,099	0,05	0,1
		Бензапирен	$1 \cdot 10^{-11}$	0,072	0,04	0,1
		Метилбензол (толуол)	0,00016	0,035	0,02	0,04
		Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	0,0010	0,017	0,01	0,02
		Спирт изопропиловый	0,0018	0,0030	0,002	0,004
		Углеводороды предельные C_{12}-C_{19}	0,00010	0,00046	0,0003	0,001
		Спирт бутиловый	0,00013	0,00016	0,0001	0,0002

Таблица 3.5 – Текущие удельные выбросы загрязняющих веществ от технологических объектов подготовки нефти, газа и воды: подготовка газа

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
Подготовка нефти, газа и воды: Подготовка газа	Насосное оборудование, факельные системы, компрессорное оборудование, печи, дренажные емкости, резервуары, продувочные свечи, неплотности оборудования	*Неорганизованные источники выбросов (23 %)*				
		Метан	0,00022	41,225	20,61	71,5
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,00022	16,16	7,61	26,4
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,00201	0,81512	0,41	1,4
		Сероводород	$3 \cdot 10^{-9}$	0,24	0,12	0,4
		Азота диоксид	0,0035	0,065	0,03	0,1
		Углерода оксид	0,00096	0,049	0,02	0,1
		Метилбензол (толуол)	0,00015	0,02	0,01	0,03
		Спирт метиловый	0,00026	0,0164	0,01	0,03
		Бензол	0,00025	0,014	0,01	0,02
		Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	0,000006	0,0108	0,01	0,02
		Азота оксид	0,00057	0,01	0,01	0,02
		Минеральное масло	0,0002	0,0002	0,0002	0,0003
		Организованные источники выбросов (77 %)				
		Азота диоксид	0,0002	64,37	32,19	32,8
		Углерода оксид	0,00021	59,11	29,56	30,1
		Метан	0,00017	55,356	27,68	28,2
		Азота оксид	0,00092	10,46	5,23	5,3
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,00087	6,10584	3,05	3,1
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,00026	0,9286	0,46	0,5
		Спирт метиловый	0,005	0,078	0,04	0,04
		Взвешенные частицы PM2,5	0,0096	0,052	0,03	0,03

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
		Серы диоксид	0,00017	0,0046	0,002	0,002
		Минеральное масло	0,00011	0,00339	0,002	0,002
		Сероводород	0,00043	0,00074	0,001	0,0004
		Суммарные удельные значения выбросов загрязняющих веществ от организованных и неорганизованных источников выбросов				
		Метан	0,00039	96,581	48,29	38,0
		Азота диоксид	0,0037	64,435	32,22	25,4
		Углерода оксид	0,00117	59,16	29,58	23,3
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,00048	17,09	8,07	6,4
		Азота оксид	0,00149	10,47	5,24	4,1
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,00288	6,92096	3,46	2,7
		Сероводород	0,00043	0,24074	0,12	0,1
		Спирт метиловый	0,00526	0,0944	0,05	0,04
		Взвешенные частицы PM2,5	0,0096	0,052	0,03	0,02
		Метилбензол (толуол)	0,00015	0,02	0,01	0,01
		Бензол	0,00025	0,014	0,01	0,01
		Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	0,000006	0,0108	0,01	0,004
		Серы диоксид	0,00017	0,0046	0,002	0,002
		Минеральное масло	0,0003	0,00358	0,002	0,001

Таблица 3.6 – Текущие выбросы загрязняющих веществ от технологических объектов подготовки нефти, газа и воды: подготовка воды

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
Подготовка нефти, газа и воды: Подготовка воды	Насосное оборудование, компрессорное оборудование, сепараторы, резервуары, неплотности оборудования	*Неорганизованные источники выбросов (45 %)*				
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,00011	0,6003	0,30	10,9
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,000103	2,6059	1,30	47,4
		Метан	0,00013	1,8820	0,94	34,2
		Сероводород	$1 \cdot 10^{-11}$	0,24	0,12	4,4
		Углерода оксид	0,0041	0,12	0,06	2,2
		Азота диоксид	0,00014	0,01423	0,01	0,3
		Метилбензол (толуол)	0,0001	0,01124	0,01	0,2
		Углеводороды предельные C_{12}-C_{19}	0,00038	0,008	0,004	0,1
		Спирт метиловый	0,00023	0,0046	0,002	0,1
		Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	0,00012	0,00385	0,002	0,1
		Азота оксид	0,00017	0,00273	0,001	0,05
		Бензол	0,0001	0,00185	0,001	0,03
		Бутилкарбитол	0,00012	0,00092	0,001	0,02
		Серы диоксид	$2 \cdot 10^{-8}$	0,000029	0,00001	0,001
		Спирт бутиловый	0,00001	0,00002	0,00002	0,0004
		Организованные источники выбросов (55 %)				
		Азота диоксид	0,00001	0,85	0,43	32,5
		Метан	0,0001	0,794	0,40	30,3
		Углерода оксид	0,0001	0,72	0,36	27,5
		Азота оксид	0,000004	0,14	0,07	5,3
		Серы диоксид	0,00012	0,07	0,04	2,7
		Спирт метиловый	0,0023	0,015	0,01	0,6

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,00015	0,0073	0,004	0,3
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,00048	0,0130	0,01	0,5
		Метилбензол (толуол)	0,00037	0,0045	0,002	0,2
		Сероводород	0,0017	0,0017	0,002	0,1
		Бензол	0,00003	0,00096	0,0005	0,04
		Бензапирен	$1 \cdot 10^{-12}$	0,00076	0,0004	0,03
		Суммарные удельные значения выбросов загрязняющих веществ от организованных и неорганизованных источников выбросов				
		Метан	0,00023	2,676	1,34	33,0
		Азота диоксид	0,00015	0,86423	0,43	10,6
		Углерода оксид	0,0042	0,84	0,42	10,3
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,00026	0,6076	0,31	7,6
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,000583	2,6189	1,31	32,3
		Сероводород	0,0017	0,2417	0,12	3,0
		Азота оксид	0,000174	0,14273	0,071	1,8
		Серы диоксид	0,00012	0,070029	0,04	0,9
		Спирт метиловый	0,00253	0,0196	0,011	0,2
		Метилбензол (толуол)	0,00047	0,01574	0,008	0,2
		Углеводороды предельные C_{12}-C_{19}	0,00038	0,008	0,0042	0,10
		Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	0,00012	0,00385	0,0020	0,05
		Бензол	0,00013	0,00281	0,0015	0,03
		Бутилкарбитол	0,00012	0,00092	0,0005	0,01
		Бензапирен	$1 \cdot 10^{-12}$	0,00076	0,0004	0,01
		Спирт бутиловый	0,00001	0,00002	0,00002	0,0002

Таблица 3.7 – Текущие удельные выбросы загрязняющих веществ от технологических объектов подготовки нефти, газа и воды: ведение учетных операций с нефтью, ПНГ, пластовой водой

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
Подготовка нефти, газа и воды: Ведение учетных операций с нефтью, ПНГ, пластовой водой	СИКН, СИКНС, средства измерения, применяемые при ведении учетных операций с нефтью, газом, пластовой водой; неплотности оборудования	*Неорганизованные источники выбросов (81 %)*				
		Метан	0,00012	1,6901	0,85	51,1
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	$1{,}03\cdot10^{-5}$	1,16128	0,58	35,1
		Сероводород	0,000001	0,24	0,12	7,3
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	$2{,}1\cdot10^{-7}$	0,1934	0,19	5,9
		Азота диоксид	$1\cdot10^{-9}$	0,015	0,01	0,5
		Азота оксид	0,0029	0,0048	0,004	0,1
		Углерода оксид	0,00014	0,00018	0,00016	0,01
		Спирт метиловый	0,000006	0,000083	0,00004	0,003
		Бензол	$1\cdot10^{-7}$	0,00008	0,00004	0,002
		Метилбензол (толуол)	$2\cdot10^{-7}$	0,000056	0,00003	0,002
		Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	$5\cdot10^{-8}$	0,000027	0,000014	0,0008
		Организованные источники выбросов (19 %)				
		Серы диоксид	0,6	0,73	0,67	92,3
		Углерода оксид	0,015	0,026	0,02	3,3
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	$7\cdot10^{-7}$	0,012	0,01	1,5
		Метан	0,00012	0,0067	0,00	0,8
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	$3\cdot10^{-7}$	0,0067	0,00	0,8

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
		Азота оксид	0,0029	0,0048	0,004	0,6
		Азота диоксид	0,0022	0,0037	0,00295	0,47
		Сероводород	0,00064	0,00064	0,00064	0,081
		Суммарные удельные значения выбросов загрязняющих веществ от организованных и неорганизованных источников выбросов				
		Метан	0,00024	1,6968	0,85	41,5
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,000011	1,17328	0,59	28,7
		Серы диоксид	0,6	0,73	0,67	17,8
		Сероводород	0,000641	0,24064	0,12	5,9
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	$5 \cdot 10^{-7}$	0,2001	0,10	4,9
		Углерода оксид	0,01514	0,02618	0,021	0,6
		Азота диоксид	0,0022	0,0187	0,01045	0,46
		Азота оксид	0,0029	0,0048	0,00385	0,117
		Спирт метиловый	0,000006	0,000083	0,00004	0,002
		Бензол	$1 \cdot 10^{-7}$	0,00008	0,00004	0,002
		Метилбензол (толуол)	$2 \cdot 10^{-7}$	0,000056	0,000028	0,001
		Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	$5 \cdot 10^{-8}$	0,000027	0,000014	0,001

Таблица 3.8 – Текущие удельные выбросы загрязняющих веществ от технологических объектов подготовки нефти, газа и воды: хранение нефти

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
Подготовка нефти, газа и воды: Хранение нефти	Резервуары, системы налива, неплотности оборудования	*Неорганизованные источники выбросов (92 %)*				
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,00047	10,908	5,45	50,1
		Метан	0,00011	7,208	3,60	33,1
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,006749	3,099	1,55	14,2
		Сероводород	$4{,}2 \cdot 10^{-7}$	0,24	0,12	1,1
		Бензол	0,00012	0,16	0,08	0,7
		Метилбензол (толуол)	0,00018	0,1	0,050	0,5
		Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	0,00016	0,077	0,039	0,35
		Спирт метиловый	0,00028	0,00045	0,00037	0,002
		Организованные источники выбросов (8 %)				
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,00016	1,43	0,72	72,2
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,00012	0,5301	0,27	26,8
		Азота диоксид	0,0049	0,0054	0,01	0,3
		Метан	0,00029	0,0048	0,0025	0,2
		Бензол	0,00002	0,0035	0,0018	0,2
		Метилбензол (толуол)	0,00001	0,0022	0,0011	0,1
		Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	0,00001	0,0012	0,00061	0,06
		Сероводород	0,00017	0,0012	0,00069	0,06

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
		Азота оксид	0,0008	0,00087	0,00084	0,04
		Серы диоксид	0,000036	0,000039	0,000038	0,002
		Суммарные удельные значения выбросов загрязняющих веществ от организованных и неорганизованных источников выбросов				
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,00059	11,4381	5,72	48,0
		Метан	0,0004	7,2128	3,63	30,5
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,006909	4,529	2,27	19,0
		Сероводород	0,00017	0,2412	0,12	1,0
		Бензол	0,00014	0,1635	0,082	0,7
		Метилбензол (толуол)	0,00019	0,1022	0,051	0,4
		Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	0,00017	0,0782	0,039	0,33
		Азота диоксид	0,0049	0,0054	0,0052	0,02
		Азота оксид	0,0008	0,00087	0,00084	0,004
		Спирт метиловый	0,00028	0,00045	0,00037	0,002
		Серы диоксид	0,000036	0,000039	0,000038	0,0002

Таблица 3.9 – Потребляемые материальные и энергетические ресурсы на этапе подготовки нефти, газа и воды

Наименование ресурса	Ед. изм.	Удельное значение		
		Мин.	Макс.	Среднее значение
Деэмульгаторы	т/т	$4{,}00 \cdot 10^{-10}$	$4{,}57 \cdot 10^{-5}$	$4{,}45 \cdot 10^{-6}$
Ингибиторы	т/т	$2{,}61 \cdot 10^{-8}$	$9{,}84 \cdot 10^{-3}$	$6{,}27 \cdot 10^{-4}$
Потребление топлива (всего)	т.у.т./т	$1{,}07 \cdot 10^{-5}$	$3{,}08 \cdot 10^{-5}$	$2{,}08 \cdot 10^{-5}$
Потребление топлива (газового)	$м^3$/т	$4{,}90 \cdot 10^{-9}$	34,1	3,12
Потребление топлива (жидкого)	т/т	$1{,}03 \cdot 10^{-5}$	$1{,}50 \cdot 10^{-1}$	$4{,}92 \cdot 10^{-2}$
Потребление электроэнергии	кВт·ч/т	$6{,}15 \cdot 10^{-5}$	58,8	2,21
Реагенты	т/т	$2{,}04 \cdot 10^{-8}$	$1{,}86 \cdot 10^{-3}$	$6{,}27 \cdot 10^{-5}$
Тепловая энергия	Гкал/т	$1{,}28 \cdot 10^{-6}$	$2{,}58 \cdot 10^{-2}$	$2{,}23 \cdot 10^{-3}$

Таблица 3.10 - Основные виды отходов, образующиеся на этапе подготовки нефти, газа и воды

Наименование этапа	Наименование отхода	Масса образования, т/год		
		Мин.	Макс.	Среднее значение
Подготовка нефти, газа и воды	Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти и нефтепродуктов 15 % и более)	0,0020	12,10	1,05
	Грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15 % и более)	0,12	1698,50	573,61
	Отходы минеральных масел	0,0010	26,30	3,19
	Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов	0,032	61023,18	1168,45
	Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15 % и более)	0,010	822,00	49,60
	Осадок (шлам) механической очистки нефтесодержащих сточных вод, содержащий нефтепродукты в количестве менее 15 %, обводненный	22,00	120,00	71,00

3.3. Объекты использования попутного нефтяного газа

К наиболее распространенным способам использования ПНГ можно отнести следующие: генерация электрической и тепловой энергии; потребление на собственные нужды; закачка в газотранспортную систему или в подземное хранилище газа (ПХГ); закачка ПНГ в нефтяной пласт для поддержания пластового давления; передача ПНГ на ГПЗ для переработки.

Основными источниками воздействия на окружающую среду являются:

— на подэтапе выработки теплоэнергии - организованные (99,7 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) и неорганизованные выбросы (0,3 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

— на подэтапе выработки электроэнергии - организованные (99 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) и неорганизованные выбросы (1 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

— на подэтапе закачки газа в ПХГ - организованные (100 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух,

— на подэтапе закачки ПНГ в пласт для поддержания пластового давления - организованные (99 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) и неорганизованные выбросы (1 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

— на подэтапе подачи газа в систему магистральных газопроводов - организованные (98 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) и неорганизованные выбросы (2 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

— на подэтапе передачи газа на ГПЗ - организованные (22 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) и неорганизованные выбросы (78 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

— на подэтапе подготовки нефти - организованные (96 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) и неорганизованные выбросы (4 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

— на подэтапе транспорта нефти - организованные (100 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

Продукцией для расчета удельных значений в процессах является объем использованного ПНГ, т/год.

Данные по воздействию на окружающую среду, объемам образования основных видов отходов производства, характеризующие действующие объекты использования ПНГ, приведены в таблицах 3.11–3.19.

Таблица 3.11 – Текущие удельные выбросы загрязняющих веществ от технологических объектов использования ПНГ: выработка теплоэнергии

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
Использование ПНГ: Выработка теплоэнергии	Котельные, печи подогрева пластовой воды, парогенераторные установки, печи водогрейные, теплогенераторы	*Неорганизованные источники выбросов (0,3 %)*				
		Углерода оксид	0,015	0,17	0,093	55,7
		Метан	0,012	0,1183	0,065	38,8
		Азота оксид	0,00012	0,011	0,006	3,6
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	$1,5 \cdot 10^{-6}$	0,0023	0,001	0,8
		Азота диоксид	0,00011	0,0021	0,001	0,7
		Бензол	0,0001	0,00059	0,0003	0,2
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	$3 \cdot 10^{-7}$	0,00049	0,0002	0,2
		Метилбензол (толуол)	0,0001	0,0003	0,0002	0,1
		Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	0,000012	0,00016	0,00009	0,05
		Серы диоксид	$1,1 \cdot 10^{-7}$	0,000016	0,00001	0,005
		Сероводород	$1 \cdot 10^{-10}$	$3,7 \cdot 10^{-8}$	0,00000002	0,00001
		Организованные источники выбросов (99,7 %)				
		Азота оксид	0,0001	65,5511	32,78	53,3
		Углерода оксид	0,001	30,53	15,27	24,8
		Азота диоксид	0,0001	22,439	11,22	18,2
		Метан	0,0001	2,9806	1,49	2,4
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,0001	1,0231	0,51	0,8
		Серы диоксид	0,000014	0,3416	0,17	0,3

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,000047	0,13	0,065	0,1
		Бензол	0,0001	0,0001	0,00010	0,0001
		Суммарные удельные значения выбросов загрязняющих веществ от организованных и неорганизованных источников выбросов				
		Азота оксид	0,00022	65,5621	32,78	53,2
		Углерода оксид	0,016	30,7	15,36	24,9
		Азота диоксид	0,00021	22,4411	11,23	18,2
		Метан	0,0121	3,0989	1,56	2,5
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,000102	1,0254	0,51	0,8
		Серы диоксид	$1{,}41\cdot10^{-5}$	0,341616	0,17	0,3
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	$4{,}73\cdot10^{-5}$	0,13049	0,065	0,1
		Бензол	0,0002	0,00069	0,00045	0,0006
		Метилбензол (толуол)	0,0001	0,0003	0,00020	0,0002
		Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	0,000012	0,00016	0,00009	0,0001
		Сероводород	$1\cdot10^{-10}$	$3{,}7\cdot10^{-8}$	0,00000002	0,00000003

Таблица 3.12 - Текущие удельные выбросы загрязняющих веществ от технологических объектов использования ПНГ: выработка электроэнергии

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
Использование ПНГ: Выработка электроэнергии	Газотурбинные электростанции, газопоршневые электростанции, блочно-комплектные электростанции, газодизельные электростанции	*Неорганизованные источники выбросов (1 %)*				
		Метан	0,00015	1,47	0,74	98,7
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,0001	0,0151	0,0076	1,0
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,0001	0,0039	0,0020	0,3
		Организованные источники выбросов (99 %)				
		Углерода оксид	0,0001	98,075	49,04	48,5
		Метан	0,0003	15,21	7,61	7,5
		Азота диоксид	0,00005	61,79	30,90	30,5
		Азота оксид	0,000015	10,12	5,06	5,0
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,00011	12,58	6,29	6,2
		Серы диоксид	0,00004	4,30	2,15	2,1
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,0051	0,1954	0,10	0,10
		Сероводород	0,000044	0,00005	0,000047	0,00002
		Суммарные удельные значения выбросов загрязняющих веществ от организованных и неорганизованных источников выбросов				
		Углерода оксид	0,0001	98,075	49,04	48,1
		Метан	0,00045	16,68	8,34	8,2
		Азота диоксид	0,00005	61,79	30,90	30,3
		Азота оксид	0,000015	10,12	5,06	5,0
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,00021	12,584	6,31	6,2
		Серы диоксид	0,00004	4,30	2,15	2,1
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,0052	0,2105	0,11	0,10
		Сероводород	0,000044	0,00005	0,000047	0,00002

Таблица 3.13 – Текущие выбросы загрязняющих веществ от технологических объектов использования ПНГ: закачка газа в ПХГ

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
Использование ПНГ: Закачка газа в ПХГ	Компрессорное оборудование, сепараторы, нагнетательные скважины	*Организованные источники выбросов (100 %)*				
		Метан	0,32	0,36	0,34	100

Таблица 3.14 – Текущие удельные выбросы загрязняющих веществ от технологических объектов использования ПНГ: использование ПНГ для ППД (закачка в пласт)

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
Использование ПНГ: Использование ПНГ для ППД (закачка в пласт)	Сепараторы, компрессоры, насосы, двигатели, дренажные емкости, газовые емкости, аппараты воздушного охлаждения, газопровод, нагнетательные скважины	*Неорганизованные источники выбросов (1 %)*				
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,074	0,11	0,09	73,8
		Метан	0,024	0,034	0,029	23,8
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,0019	0,0026	0,0022	1,8
		Сероводород	0,00061	0,00089	0,00075	0,6
		Организованные источники выбросов (99 %)				
		Азота диоксид	0,0045	54,61	5,44	61,8
		Азота оксид	1,57	1,79	1,68	11,4
		Сероводород	0,00934	1,22	0,53	7,8
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,00019	1,21	0,41	7,8
		Углерода оксид	0,037	1,13	0,55	7,2
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,0039	0,38	0,19	2,5
		Метан	0,00085	0,23	0,079	1,5
		Суммарные удельные значения выбросов загрязняющих веществ от организованных и неорганизованных источников выбросов				
		Азота диоксид	0,0045	54,61	5,44	89,9
		Азота оксид	1,57	1,79	1,68	2,9
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,07419	1,32	0,5	2,2
		Сероводород	0,00995	1,22089	0,53075	2,0
		Углерода оксид	0,037	1,13	0,55	1,9
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,0058	0,3826	0,1922	0,6
		Метан	0,02485	0,264	0,108	0,4

Таблица 3.15 – Текущие удельные выбросы загрязняющих веществ от технологических объектов использования ПНГ: подача газа в систему магистральных трубопроводов

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
Использование ПНГ: Подача газа в систему магистральных трубопроводов	Газопровод, компрессоры, электродвигатели, турбины	*Неорганизованные источники выбросов (2 %)*				
		Метан	0,000017	0,2	0,027	67,6
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,00011	0,074	0,024	25
		Углерода оксид	0,0001	0,013	0,0021	4,4
		Азота диоксид	0,00021	0,0067	0,0034	2,3
		Азота оксид	0,0011	0,0011	0,0011	0,4
		Бензол	0,0004	0,0004	0,0004	0,1
		Метилбензол (толуол)	0,00023	0,00023	0,00023	0,1
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,00023	0,00023	0,00023	0,1
		Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	0,0001	0,0001	0,0001	0,03
		Сероводород	0,000024	0,000028	0,000026	0,01
		Организованные источники выбросов (98 %)				
		Азота диоксид	0,0017	10,9873	5,9565	72,7
		Азота оксид	0,0003	1,7241	0,8317	11,4
		Углерода оксид	0,00011	1,13	0,21	7,5
		Метан	0,0001	0,8676	0,23	5,7
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,0007	0,3206	0,078	2,1
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	$1{,}8 \cdot 10^{-9}$	0,078	0,0065	0,5
		Сероводород	0,000002	0,000002	0,000002	0,00001

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
		Суммарные удельные значения выбросов загрязняющих веществ от организованных и неорганизованных источников выбросов				
		Азота диоксид	0,00191	10,994	5,9599	71,4
		Азота оксид	0,0014	1,7252	0,8328	11,2
		Углерода оксид	0,00021	1,143	0,2121	7,4
		Метан	0,000117	1,0676	0,257	6,9
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,00081	0,3946	0,102	2,6
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,00023	0,07823	0,00673	0,5
		Бензол	0,0004	0,0004	0,0004	0,003
		Метилбензол (толуол)	0,00023	0,00023	0,00023	0,001
		Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	0,0001	0,0001	0,0001	0,001
		Сероводород	0,000026	0,00003	0,000028	0,0002

Таблица 3.16 – Текущие удельные выбросы загрязняющих веществ от технологических объектов использования ПНГ: подготовка нефти

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
Использование попутного нефтяного газа: Подготовка нефти	Печи подогрева, сепараторы со встроенными нагревателями, использующими ПНГ	*Неорганизованные источники выбросов (4 %)*				
		Азота диоксид	0,00058	2,68	1,34	42,8
		Углерода оксид	0,027	1,87	0,95	29,9
		Метан	0,0048	0,867	0,436	13,9
		Азота оксид	0,00011	0,4	0,20	6,4
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,00064	0,32054	0,16	5,1
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,00676	0,0983	0,053	1,6
		Бензол	0,00011	0,011	0,0056	0,2
		Метилбензол (толуол)	0,0002	0,0065	0,0034	0,1
		Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	0,00013	0,0028	0,0015	0,045
		Организованные источники выбросов (96 %)				
		Серы диоксид	0,00009	53,358	26,68	35,9
		Углерода оксид	0,00018	48,925	24,46	32,9
		Азота диоксид	0,0001	36,38	18,190	24,5
		Азота оксид	0,0001	5,88	2,94	4,0
		Метан	$1 \cdot 10^{-7}$	3,994	2,00	2,7
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,00025	0,0558	0,028	0,04
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,00011	0,033	0,017	0,02
		Сероводород	0,00026	0,027	0,014	0,02
		Спирт метиловый	0,00024	0,0068	0,0035	0,005
		Метилбензол (толуол)	0,00017	0,0043	0,0022	0,003
		Бензол	0,00011	0,0028	0,0015	0,0019

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
		Углеводороды предельные C_{12}-C_{19}	0,0009	0,0012	0,0011	0,001
		Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	0,00013	0,00072	0,00043	0,0005
		Взвешенные вещества	0,00036	0,00037	0,00037	0,0002
		Суммарные удельные значения выбросов загрязняющих веществ от организованных и неорганизованных источников выбросов				
		Серы диоксид	0,00009	53,358	26,68	34,4
		Углерода оксид	0,02718	50,795	25,41	32,8
		Азота диоксид	0,00068	39,06	19,54	25,2
		Азота оксид	0,00021	6,28	3,1	4,1
		Метан	0,0048	4,861	2,43	3,1
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,00089	0,37634	0,19	0,2
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,00687	0,1313	0,069	0,08
		Сероводород	0,00026	0,027	0,014	0,02
		Бензол	0,00022	0,0138	0,0070	0,009
		Метилбензол (толуол)	0,00037	0,0108	0,0056	0,007
		Спирт метиловый	0,00024	0,0068	0,0035	0,004
		Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	0,00026	0,00352	0,0019	0,002
		Углеводороды предельные C_{12}-C_{19}	0,0009	0,0012	0,0011	0,0008
		Взвешенные вещества	0,00036	0,00037	0,00037	0,0002

Таблица 3.17 – Текущие выбросы загрязняющих веществ от технологических объектов использования ПНГ: сдача газа на ГПЗ

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
Использование ПНГ: Передача газа на ГПЗ	Газопровод, компрессоры (ВКС, ДКС)	*Неорганизованные источники выбросов (78 %)*				
		Метан	0,00011	7,073	3,54	54,9
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,03117	2,36	1,20	18,3
		Углерода оксид	0,00062	0,11	0,055	0,9
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,00258	3,32	1,66	25,8
		Азота диоксид	0,00013	0,00741	0,0038	0,1
		Азота оксид	0,00012	0,002	0,00066	0,01
		Бензол	0,00028	0,00042	0,00035	0,003
		Сероводород	$1 \cdot 10^{-11}$	0,00026	0,00013	0,002
		Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	0,00012	0,00012	0,00012	0,001
		Организованные источники выбросов (22 %)				
		Углерода оксид	0,00016	0,7466	0,37	30,4
		Сероводород	$1 \cdot 10^{-12}$	0,7241	0,36	29,5
		Метан	0,00011	0,4277	0,214	17,4
		Азота диоксид	0,00011	0,2707	0,14	11,0
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,00038	0,12	0,060	4,9
		Азота оксид	0,00012	0,098	0,044	3,6
		Серы диоксид	$2 \cdot 10^{-10}$	0,0517	0,026	2,1
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,0001	0,0238	0,012	1,0

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
		Бензол	$5 \cdot 10^{-7}$	0,00011	0,000055	0,004
		Метилбензол (толуол)	$3,1 \cdot 10^{-7}$	0,000064	0,000032	0,003
		Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	$1,4 \cdot 10^{-7}$	$3,05 \cdot 10^{-5}$	0,000015	0,001
		Суммарные удельные значения выбросов загрязняющих веществ от организованных и неорганизованных источников выбросов				
		Метан	0,00022	7,5007	3,75	48,9
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,03155	2,48	1,26	16,2
		Углерода оксид	0,00078	0,8566	0,429	5,6
		Сероводород	$1,1 \cdot 10^{-11}$	0,72436	0,36	4,7
		Азота диоксид	0,00024	0,28	0,14	1,8
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,00268	3,34	1,67	21,8
		Азота оксид	0,00024	0,1	0,050	0,7
		Серы диоксид	$2 \cdot 10^{-10}$	0,0517	0,026	0,3
		Бензол	0,000281	0,00053	0,00041	0,003
		Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	0,00012	0,000151	0,00014	0,001
		Метилбензол (толуол)	$3,1 \cdot 10^{-7}$	0,000064	0,000032	0,0004

Таблица 3.18 – Текущие выбросы загрязняющих веществ от технологических объектов использования ПНГ: транспорт нефти

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
Использование ПНГ: Транспорт нефти	Печи подогрева	*Организованные источники выбросов (100 %)*				
		Сероводород	0,0077	0,008	0,00785	0,04
		Азота диоксид	0,0025	4,511	2,25675	24,00
		Углерода оксид	0,00025	13,436	6,718125	71,47
		Метан	0,00036	0,1038	0,052	0,55
		Серы диоксид	0,00022	0,0016	0,00091	0,01
		Азота оксид	0,0004	0,733	0,3667	3,90
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,00057	0,0051	0,0028	0,03

Таблица 3.19 – Образующиеся виды отходов на этапе использования ПНГ

Наименование этапа	Наименование отхода	Масса образования, т/год		
		Мин.	Макс.	Среднее значение
Использование ПНГ	Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти и нефтепродуктов 15 % и более)	0,0020	2,37	0,44
	Отходы минеральных масел	0,0020	42,43	1,46
	Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов	0,3000	1509,50	117,62

3.4. Объекты поддержания пластового давления (закачка воды в пласт)

Процесс закачки воды в пласт для ППД обеспечивает интенсификацию притока продукции скважин, повышение показателей нефтегазоотдачи пласта и производительности скважин.

Основными источниками воздействия на окружающую среду на этапе ППД закачкой воды являются организованные (67 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) и неорганизованные (33 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

Продукцией для расчета удельных значений в данном процессе является объем закачанной пластовой воды, т/год.

Данные по воздействию на окружающую среду, потребляемым материальным и энергетическим ресурсам, объемам образования основных видов отходов производства, характеризующие действующие объекты ППД, приведены в таблицах 3.20–3.22.

Таблица 3.20 – Текущие удельные выбросы загрязняющих веществ от технологических объектов ППД: закачка воды в пласт

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
ППД: Закачка воды в пласт	Водозаборные и нагнетательные скважины, насосное оборудование, расходные емкости, технологические трубопроводы, неплотности оборудования	*Неорганизованные источники выбросов (33 %)*				
		Метан	$1{,}1 \cdot 10^{-6}$	0,42	0,21	71,1
		Углерода оксид	0,00025	0,097	0,049	16,4
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,00022	0,044	0,0221	7,4
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,0040	0,011	0,0075	1,9
		Азота диоксид	$1 \cdot 10^{-7}$	0,0097	0,0049	1,6
		Сероводород	0,000047	0,0061	0,0031	1,0
		Азота оксид	$2 \cdot 10^{-7}$	0,0020	0,0010	0,3
		Спирт метиловый	0,00036	0,00043	0,00040	0,07
		Минеральное масло	0,00010	0,00025	0,00018	0,04
		Бензол	$1 \cdot 10^{-7}$	0,00022	0,00011	0,04
		Метилбензол (толуол)	0,00014	0,00017	0,00016	0,03
		Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	$1{,}1 \cdot 10^{-6}$	0,000058	0,000029	0,01
		Организованные источники выбросов (67 %)				
		Метан	0,00010	4,151	2,08	94,1
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,00019	0,11	0,055	2,5

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,0021	0,0811	0,042	1,8
		Углерода оксид	0,00011	0,066	0,033	1,5
		Азота диоксид	0,00013	0,0025	0,0013	0,1
		Азота оксид	0,00014	0,00053	0,00034	0,01
		Спирт метиловый	0,00011	0,00011	0,00011	0,002
		Спирт изопропиловый	0,00010	0,00010	0,00010	0,002
		Сероводород	0,000020	0,000020	0,000020	0,0005
		Суммарные удельные значения выбросов загрязняющих веществ от организованных и неорганизованных источников выбросов				
		Метан	0,00010	4,571	2,29	91,3
		Углерода оксид	0,00036	0,16	0,080	3,2
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,00041	0,16	0,080	3,2
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,0060	0,092	0,049	1,8
		Азота диоксид	0,00013	0,012	0,0061	0,2
		Сероводород	0,000067	0,0061	0,0031	0,1
		Азота оксид	0,00014	0,0025	0,0013	0,05
		Спирт метиловый	0,00047	0,00054	0,00051	0,01
		Минеральное масло	0,00010	0,00025	0,00018	0,005
		Бензол	0,00000010	0,00022	0,00011	0,004
		Метилбензол (толуол)	0,00014	0,00017	0,00016	0,003
		Спирт изопропиловый	0,00010	0,00010	0,00010	0,002

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
		Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	0,0000011	0,000058	0,000030	0,001

Таблица 3.21- Потребляемые материальные и энергетические ресурсы на этапе ППД

Наименование ресурса	Ед. изм.	Удельное значение		
		Мин.	Макс.	Среднее значение
Оборотная вода	$м^3/т$	0,39	0,74	0,58
Ингибиторы	т/т	$5,44 \cdot 10^{-6}$	$4,46 \cdot 10^{-5}$	$2,88 \cdot 10^{-5}$
Потребление электроэнергии	кВт·ч/т	0,0032	499,51	16,76
Реагенты	т/т			
Тепловая энергия	Гкал/т	$3,14 \cdot 10^{-7}$	0,00012	$3,44 \cdot 10^{-5}$
Свежая вода	$м^3/т$	0,04	1,29	0,56

Таблица 3.22 – Отходы, образующиеся на этапе поддержания пластового давления

Наименование этапа	Наименование отхода	Масса образования, т/год		
		Мин.	Макс.	Среднее значение
Поддержание пластового давления	Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти и нефтепродуктов 15 % и более)	0,0010	1,37	0,32
	Грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15 % и более)	18,00	2079,00	555,75
	Отходы минеральных масел	0,0040	32,22	3,37
	Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов	5,71	10,90	8,31
	Осадок (шлам) механической очистки нефтесодержащих сточных вод, содержащий нефтепродукты в количестве менее 15 %, обводненный	7,98	1709,11	394,37
	Тара из черных металлов, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15 %)	0,20	0,90	0,55

3.5. Объекты учета продукции перед передачей потребителю (учет нефти, газа и воды)

Объекты измерения количества и параметров/показателей качества продукции обеспечивает на нефтедобывающем предприятии коммерческий учет нефти и газа.

Основными источниками воздействия на окружающую среду на этапе учета продукции перед передачей потребителю являются организованные (4 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) и неорганизованные (96 % от общей массы выбросов загрязняющих веществ) выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

Продукцией для расчета удельных значений является суммарный объем нефти и газа, т/год.

Данные по воздействию на окружающую среду, потребляемым материальным и энергетическим ресурсам, объемам образования основных видов отходов производства, характеризующие действующие объекты учета продукции перед передачей потребителю, приведены в таблицах 3.23–3.25.

Таблица 3.23 – Текущие выбросы загрязняющих веществ от технологических объектов учета продукции перед передачей потребителю (учет нефти, газа и воды)

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
Учет продукции перед передачей потребителю: Учет нефти, газа и воды	Системы учета (газа, нефти, пластовой воды, сырой нефти), неплотности оборудования	*Неорганизованные источники выбросов (96 %)*				
		Метан	0,00011	25,786	12,89	80,5
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,00015	3,88	1,94	12,1
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,00067	2,24	1,12	7,0
		Углерода оксид	0,0069	0,071	0,039	0,2
		Сероводород	0,0000010	0,015	0,0075	0,05
		Азота диоксид	0,00023	0,011	0,0056	0,03
		Бензол	0,00010	0,0079	0,0040	0,02
		Метилбензол (толуол)	0,0052	0,0052	0,0052	0,02
		Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	0,0037	0,0037	0,0037	0,01
		Азота оксид	0,0019	0,0022	0,0021	0,01
		Спирт бутиловый	0,00015	0,00015	0,00015	0,0005
		Организованные источники выбросов (4 %)				
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,00013	0,62	0,31	58,3
		Метан	0,00026	0,27	0,14	25,4
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,00014	0,060	0,03	5,6
		Серы диоксид	0,00013	0,053	0,027	5,0
		Углерода оксид	0,00010	0,027	0,014	2,5

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
		Азота диоксид	0,00050	0,025	0,013	2,4
		Азота оксид	0,00014	0,0073	0,0037	0,7
		Сероводород	0,00024	0,00048	0,00036	0,05
		Суммарные удельные значения выбросов загрязняющих веществ от организованных и неорганизованных источников выбросов				
		Метан	0,00037	26,056	13,03	78,8
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,00028	4,50	2,25	13,6
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,00081	2,30	1,15	7,0
		Углерода оксид	0,0070	0,098	0,053	0,3
		Серы диоксид	0,00013	0,053	0,027	0,2
		Азота диоксид	0,00073	0,036	0,018	0,1
		Сероводород	0,00024	0,015	0,0076	0,05
		Азота оксид	0,0020	0,0095	0,00575	0,03
		Бензол	0,00010	0,0079	0,0040	0,02
		Метилбензол (толуол)	0,0052	0,0052	0,0052	0,02
		Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	0,0037	0,0037	0,0037	0,01
		Спирт бутиловый	0,00015	0,00015	0,00015	0,0005

Таблица 3.24 – Потребляемые материальные и энергетические ресурсы на этапе учета продукции перед передачей потребителю

Наименование ресурса	Ед. изм.	Удельное значение		
		Мин.	Макс.	Среднее значение
Потребление топлива (газового)	$м^3$/т	0,12	9,83	4,27
Потребление электроэнергии	кВт·ч/т	0,0018	278,40	27,91
Тепловая энергия	Гкал/т	$2,14 \cdot 10^{-6}$	0,12	0,03

Таблица 3.25 – Отходы, образующиеся на этапе учета продукции перед передачей потребителю

Наименование этапа	Наименование отхода	Масса образования, т/год		
		Мин.	Макс.	Среднее значение
Учет продукции перед передачей потребителю	Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти и нефтепродуктов 15 % и более)	0,0010	1,22	0,23
	Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов	0,20	112,24	48,042

3.6. Объекты морской добычи

Морские нефтяные платформы обеспечивают добычу углеводородов из залежей, расположенных в осадочных породах морского и океанского дна.

Основными источниками воздействия на окружающую среду при морской добыче углеводородов являются выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух от комплекса оборудования морской платформы.

В период эксплуатации морских нефтяных платформ к основным источникам выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух относятся следующие технологические операции:

- сжигание излишек ПНГна факельных установках;
- генерация электроэнергии для нужд платформы (работа двигателей внутреннего сгорания и газотурбинных установок);
- выработка тепловой энергии для собственных нужд платформы (сжигание топлива при работе огневых подогревателей и котельных);
- работа двигателей резервных и аварийных дизель-генераторных установок;
- хранение и перегрузка углеводородов.

Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей в данном процессе является добытые на морской платформе нефть и ПНГ, т/год.

Данные по воздействию на окружающую среду, характеризующие действующие объекты морской добычи углеводородов, приведены в таблице 3.26.

Таблица 3.26 – Текущие удельные выбросы загрязняющих веществ от технологических объектов морских нефтяных платформ

Наименование объекта технологического нормирования	Источники выбросов	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т			Доля загрязняющего вещества, %
			Мин.	Макс.	Среднее значение	
Морские нефтяные платформы	Все объекты морской платформы	Углерода оксид	0,58	1,48	1,03	38,5
		Метан	0,14	1,19	0,66	31,1
		Азота диоксид	0,37	0,85	0,61	22,1
		Азота оксид	0,06	0,14	0,1	3,6
		Серы диоксид	0,01	0,12	0,06	3,1
		Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	0,0002	0,06	0,03	1,5
		Углеводороды предельные C_6-C_{10}	0,00001	0,001	0	0,03
		Сероводород	$2 \cdot 10^{-7}$	0,00004	0,00002	0,001

3.7. Особенности производственного экологического контроля для нефтедобывающей отрасли, в том числе особенности измерения, включая измерения системами автоматического контроля

Общие требования к порядку организации и осуществления производственного экологического контроля на предприятии установлены статьей 67 Федерального закона «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. N 7-ФЗ [16]. Также требования к организации производственного контроля содержатся в статье 25 Федерального закона «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 г. N 96-ФЗ [17] и в статье 26 Федерального закона «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 г. N 89-ФЗ [18].

Структура программы производственного экологического контроля, соответствующая требованиям Приказа Минприроды РФ от 28.02.2018 г. N 74 [19], представлена на рисунке 3.1.

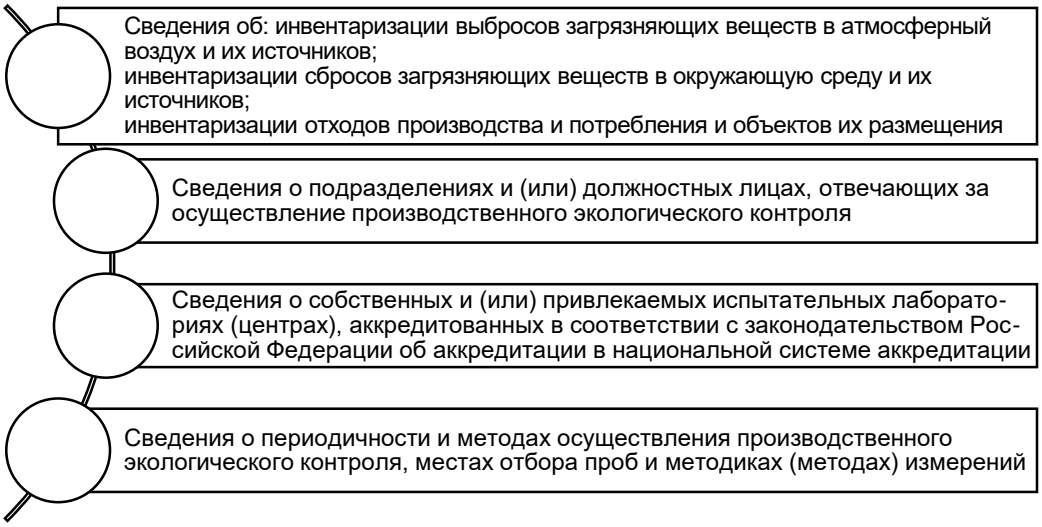


Рисунок 3.1 - Структура программы производственного экологического контроля

При осуществлении производственного экологического контроля измерения выбросов, сбросов загрязняющих веществ в обязательном порядке производятся в отношении загрязняющих веществ, характеризующих применяемые технологии и особенности производственного процесса на объекте, оказывающем негативное воздействие на окружающую среду, - маркерные вещества, указанные в Приложении А настоящего Справочника. Программа производственного экологического контроля для объектов I категории дополнительно может содержать программу создания системы автоматического контроля или сведения о наличии системы автоматического контроля – в том случае, если на объекте I категории имеются стационарные источники выбросов/сбросов загрязняющих веществ, образующихся при эксплуатации технических устройств, оборудования или их совокупности (установок), виды которых установлены Распоряжением Правительства РФ от 13.03.2019 г. N 428-р [20].

К выпускам сточных вод, образующихся на объектах, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, на которых осуществляется деятельность исключительно по добыче сырой нефти, не предъявляются требования по оснащению автоматическими средствами измерения и учета показателей сбросов загрязняющих веществ, а также техническими средствами фиксации и передачи информации о показателях сбросов загрязняющих веществ.

При добыче нефти система автоматического контроля выбросов может быть установлена предприятием в инициативном порядке.

В программе создания системы автоматического контроля должны быть определены:

- стационарные источники и показатели выбросов загрязняющих веществ, подлежащие автоматическому контролю,
- места и сроки установки автоматических средств измерения и учета показателей выбросов загрязняющих веществ, а также технических средств фиксации и передачи информации в государственный реестр объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду,
- состав и форма передаваемой информации.

В соответствии с Правилами создания и эксплуатации системы автоматического контроля, утвержденными Постановлением Правительства РФ от 13.03.2019 г. N 262 [21], *стационарные источники выбросов* включаются в программу при соблюдении следующих условий:

- выбросы от стационарного источника образуются при эксплуатации технических устройств;

  в выбросах от стационарного источника присутствует одно из следующих загрязняющих веществ, массовый выброс которых превышает значения: взвешенные вещества - 3 кг/ч, серы диоксид - 30 кг/ч, оксиды азота (сумма азота оксида и азота диоксида) - 30 кг/ч, углерода оксид как показатель полноты сгорания топлива - 5 кг/ч, углерода оксид во всех остальных случаях - 100 кг/ч, фтористый водород - 0,3 кг/ч, хлористый водород - 1,5 кг/ч, сероводород - 0,3 кг/ч, аммиак - 1,5 кг/ч;
- наличие средств и методов измерений концентраций загрязняющих веществ в условиях эксплуатации стационарного источника выбросов.

Требования к автоматическим средствам измерения и учета показателей выбросов загрязняющих веществ, а также требования к техническим средствам фиксации и передачи в государственный реестр объектов информации о показателях выбросов загрязняющих веществ, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, определены Постановлением Правительства РФ от 13.03.2019 г. N 263 [22].

Автоматические средства измерения показателей *выбросов загрязняющих веществ* должны обеспечивать измерение и учет: концентрации загрязняющих веществ [мг/м^3]; объемного расхода отходящих газов [м^3/ч]; давления отходящих газов [кПа]; температуры отходящих газов [°С]; содержания кислорода в отходящих газах в процентах (при необходимости); влажности отходящих газов в процентах (при необходимости).

Раздел 4. Определение наилучших доступных технологий

4.1. Методология определения наилучших доступных технологий в добыче нефти

Критерии определения технологии (технологического процесса, метода, способа, подхода и др.) в качестве НД) в Российской Федерации установлены статьей 28.1 Федерального закона «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. N 7-ФЗ [16].

Применение НДТ направлено на комплексное предотвращение и (или) минимизацию негативного воздействия на окружающую среду. Сочетанием критериев достижения целей охраны окружающей среды для определения НДТ являются:

а) наименьший уровень негативного воздействия на окружающую среду в расчете на единицу времени или объем производимой продукции (товара), выполняемой работы, оказываемой услуги либо другие предусмотренные международными договорами Российской Федерации показатели;

б) экономическая эффективность ее внедрения и эксплуатации;

в) применение ресурсо- и энергосберегающих методов;

г) период ее внедрения;

д) промышленное внедрение этой технологии на двух и более объектах, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду.

Статья 28.1 Федерального закона также устанавливает следующее:

а) порядок определения технологии в качестве НДТ устанавливается Правительством Российской Федерации;

б) определение технологических процессов, оборудования, технических способов, методов в качестве НДТ для конкретной области применения, утверждение методических рекомендаций по определению технологии в качестве НДТ осуществляются уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти, который создает технические рабочие группы, включающие экспертов заинтересованных федеральных органов исполнительной власти, государственных научных организаций, коммерческих и некоммерческих организаций, в том числе государственных корпораций.

Порядок определения технологии в качестве НДТ, в том числе определения технологических процессов, оборудования, технических способов, методов для конкретной области применения, установлен Постановлением Правительства РФ от 23.12.2014 г. № 1458, которым утверждены Правила определения технологии в качестве НДТ, а также разработки, актуализации и опубликования информационно-технических справочников по НДТ [23].

Методические рекомендации по определению технологии в качестве НДТ, где уточнены критерии для всех элементов производства, в соответствии с

которыми они соответствуют понятию НДТ, утверждены приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 23.08.2019 г. № 3134 [24].

В качестве источников информации о применяемых на практике технологиях, относящихся к НДТ, были использованы сведения, полученные в результате анкетирования предприятий отрасли, результаты научно-исследовательских работ, публикаций, а также информация, полученная в ходе консультаций с профильными экспертами.

Основные технологические процессы и технические решения в добыче нефти описаны в разделе 2 настоящего справочника НДТ. В разделе 3 приведены сведения о текущих уровнях негативного воздействия на окружающую среду на предприятиях, реализующих виды деятельности, относящиеся к областям применения настоящего справочника НДТ. При разработке справочника была проанализирована информация о разнообразных технологических процессах, реализованных на российских предприятиях.

Информация разделов 2 и 3 настоящего справочника положена в основу экспертного анализа при выборе НДТ. Также принята во внимание международная и отечественная практика отнесения систем экологического и энергетического менеджмента к НДТ для различных видов деятельности, в том числе получившая отражение в таких справочниках, как российский и европейский справочники по энергоэффективности – ИТС 48-2017 «Повышение энергетической эффективности при осуществлении хозяйственной и (или) иной деятельности» и «Reference Document on Best Available Techniques for Energy Efficiency» (2009).

При определении технологических процессов, технических способов, методов в качестве НДТ члены ТРГ 28 учитывали требование выбора НДТ, наилучшим образом сочетающих критерии достижения целей охраны окружающей среды, изложенное в статье 28.1 Федерального закона от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».

Критерий 1 – *Наименьший уровень негативного воздействия на окружающую среду* предполагает обеспечение комплексной защиты окружающей среды, минимизацию воздействия на ее различные компоненты. Поэтому в контексте настоящего справочника НДТ речь шла об идентификации спектра решений, использование которых позволяет сократить эмиссии загрязняющих веществ в атмосферный воздух и водные объекты, обеспечить функционирование водооборотных циклов, оптимизировать обращение с отходами и снизить их количество.

Критерий 2 – *Вопросы экономической эффективности внедрения и эксплуатации технологии* рассмотрены только в тех случаях, когда членам ТРГ 28 удавалось получить надежные данные от предприятий, внедривших конкретные технологические, технические или управленческие решения, позволяющие достичь высокого уровня защиты окружающей среды и ресурсоэффективности производства. Компании, реализующие виды деятельности, отнесенные к области применения настоящего справочника НДТ, публикуют сведения о затратах на природоохранные мероприятия и о результатах, достигнутых в результате выполнения конкретных программ (в том числе направленных на эколого-технологическую модернизацию производства).

Критерий 3 – *Применение ресурсо- и энергосберегающих методов* оценивали по таким показателям, как удельное потребление энергии, сырья, воды и вспомогательных веществ в расчете на тонну продукции. Решения, направленные на повышение энерго- и ресурсоэффективности, и собственно природоохранные решения (как первичные, «встроенные» в технологические процессы, так и технику защиты окружающей среды) рассматривали как равнозначные, считая, что критерии 1 и 3 являются приоритетными при выборе НДТ для областей применения настоящего справочника НДТ.

В тех случаях, когда известны надежные данные о количественных показателях по двум основным критериям отнесения технологических и технически решений к НДТ (критерии 1 и 3), определяли интервалы значений, соответствующих лучшей и наиболее широко распространенной практике российских предприятий. В других случаях принимали во внимание оценки, данные экспертами в соответствующих областях применения НДТ.

Критерий 4 – *Период внедрения НДТ* оценивали также с учетом необходимости проведения значительной реконструкции технологических процессов и модернизации оборудования, возможности последовательного улучшения показателей ресурсоэффективности и экологической результативности путем внедрения технических усовершенствований и процедур в рамках систем экологического и энергетического менеджмента.

Критерий 5 – *Факт промышленного внедрения технологии на двух и более объектах, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду*, в области распространения данного справочника устанавливали по результатам обработки анкет, поступивших от предприятий, и на основании материалов открытых нефинансовых отчетов российских компаний. Также учитывали позиции экспертов, принимавших участие в разработке и обсуждении проекта настоящего справочника НДТ.

На практике, согласно Методическим рекомендациям, оценка технологий на их соответствие установленным нормативными правовыми актами критериям определения в качестве НДТ осуществляется в следующей очередности, включающей 5 последовательных шагов:

1) выделение технологий, направленных на решение выделенных ранее экологических задач с учетом ключевых (маркерных) показателей, то есть индивидуальных и интегральных показателей, в том числе веществ, характеризующих применяемые технологии, отражающие особенности этих технологий, и являющихся существенными для оценки экологической и ресурсной эффективности производственных процессов;

2) для выделенных технологий проведение сравнительного анализа информации о факторах воздействия на окружающую среду и потребления ресурсов; оценка затрат (при наличии информации) на внедрение технологий и содержание оборудования, возможные преимущества после внедрения технологий, период внедрения;

3) по результатам оценки выделенных технологий выбор технологии:

- обеспечивающей предотвращение или снижение воздействия на различные компоненты окружающей среды, или потребления ресурсов;

- внедрение которой не приведет к существенному увеличению объемов выбросов иных загрязняющих веществ (помимо маркерных), сбросов загрязненных сточных вод, образования отходов, потребления ресурсов и иных видов негативного воздействия;
- внедрение которой не приведет к чрезмерным затратам;
- имеющей приемлемые сроки внедрения.

Заключительным этапом является принятие членами ТРГ 28 решения об отнесении технологии к НДТ (рис. 4.1).

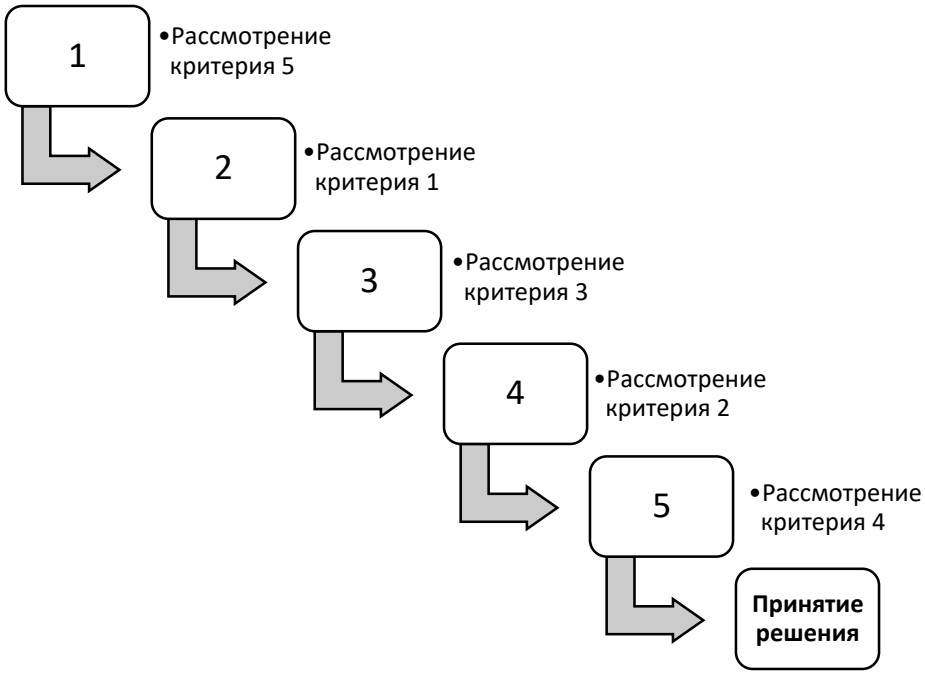


Рисунок 4.1 – Очередность рассмотрения критериев, учитываемых при отнесении технологии добычи нефти к НДТ

4.2. Методология определения маркерных веществ для основных и вспомогательных процессов добычи нефти

Понятие «маркерные вещества», указанное в «Экологической промышленной политике», разработанной РСПП в 2014 г. [25], основано на представлении о том, что каждая технология обладает определенным спектром воздействия – набором загрязняющих веществ, попадающих в окружающую среду в результате применения данной технологии, Спектр воздействия характеризуется наличием зависимости между концентрациями содержащихся в нем веществ. Таким образом, зная концентрации части веществ спектра воздействия, можно с высокой точностью контролировать концентрацию остальных веществ спектра. Выбор веществ, концентрация которых позволяет судить о концентрации остальных веществ спектра, есть выбор маркерных веществ для данной технологии.

Маркерное вещество определяется как наиболее значимый для конкретного производства показатель, выбираемый по определенным критериям из группы

веществ, внутри которой наблюдается тесная корреляционная взаимосвязь [26]. Особенностью маркерного вещества является то, что с его помощью можно оценить значения всех веществ, входящих в группу.

Маркерное вещество также является инструментом осуществления производственного экологического контроля – измерения выбросов, сбросов загрязняющих веществ в обязательном порядке производятся в отношении загрязняющих веществ, характеризующих применяемые технологии и особенности производственного процесса на объекте, оказывающем негативное воздействие на окружающую среду (маркерные вещества) [16].

Вопрос выбора маркерных веществ не определен нормативными документами, поэтому явился предметом обсуждения и принятия решений при разработке ИТС.

В настоящем справочнике НДТ к маркерным веществам отнесены загрязняющие вещества, характеризующие применяемые технологии и особенности производственного процесса на объектах добычи нефти, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду.

При выборе маркерных веществ руководствовались следующими принципами:

- вещество характерно для рассматриваемого технологического процесса добычи нефти;
- вещество присутствует в эмиссиях постоянно и в значимых концентрациях;
- вещество оказывает значительное воздействие на окружающую среду;
- метод определения вещества является доступным, воспроизводимым и соответствует требованиям обеспечения единства измерений;
- вещество входит в перечень веществ, утвержденный распоряжением Правительства РФ от 08.07.2015 г. № 1316-р «Об утверждении перечня загрязняющих веществ, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды» [27];
- количественным критерием для определения маркерных веществ является их 90%-ный совокупный вклад в общем выбросе.

Раздел 5. Наилучшие доступные технологии

Настоящий раздел содержит перечень НДТ, применяемых в технологических процессах добычи нефти. Выбор НДТ осуществлялся в соответствии с критериями определения технологии (технологического процесса, метода, способа, подхода и др.) в качестве НДТ, изложенными в разделе 4 настоящего Справочника.

Согласно п. 1 ст. 28.1. Федерального закона от 10.01.2002 г. N 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» [10], применение НДТ направлено на комплексное предотвращение и (или) минимизацию негативного воздействия на окружающую среду. С учетом этого принципа были определены НДТ добычи нефти, направленные на снижение негативного воздействия на окружающую среду, и установлены для них технологические показатели.

Технологические показатели отраслевых НДТ установлены как максимальное значение удельного показателя суммарных выбросов маркерного вещества от организованных и неорганизованных источников, определенного на основании сбора данных от предприятий отрасли (раздел 3 настоящего Справочника), минус 10 %.

5.1. Общеприменимые наилучшие доступные технологии при добыче нефти

НДТ 1. Система экологического менеджмента

Система экологического менеджмента является частью системы менеджмента организации, которая направлена на предотвращения загрязнений, связанных с производственно-хозяйственной деятельностью, на защиту окружающей среды и постоянное улучшение общей экологической результативности предприятия.

Настоящая НДТ включает, в зависимости от конкретных условий, следующие подходы и мероприятия:

- определение экологических приоритетов предприятия;
- разработка планов действий на основе ответственности и компетентности персонала, системности действий; обучения, информированности и участия персонала в реализации мероприятий, связанных с внедрением принципов экологического менеджмента;
- анализ достигнутых результатов на основе производственного экологического контроля, внутреннего и (или) независимого внешнего аудита и проведение корректирующих мероприятий с ведением соответствующего учета.

В состав дополнительных мероприятий, которые являются желательным, но необязательным условием соответствия НДТ 1, входят:

- внедрение и соблюдение требований добровольных стандартов и систем, признанных на международном уровне ISO 14001, ISO 18001, EMAS;

- регулярная подготовка и издание (возможно, при внешней проверке) экологической декларации с описанием всех существенных экологических аспектов деятельности предприятия, что позволяет сопоставлять решение экологических задач и достижение экологических целей, как с предшествующими годами, так и достижениями других предприятий отрасли.

НДТ 2. Система энергетического менеджмента

Воздействие предприятий добычи нефти на окружающую среду обусловлено высокой энергоемкостью технологических процессов, следовательно, система энергетического менеджмента может стать инструментом повышения энергоэффективности и сокращения негативного воздействия на окружающую среду.

Настоящая НДТ включает, в зависимости от конкретных условий, следующие подходы и мероприятия:

- формирование и анализ выполнения целевых показателей энергоэффективности (удельный расход электроэнергии и др.);
- формование и реализация Программы повышения энергоэффективности;
- проведение аудитов энергоменеджмента предприятия;
- поиск и внедрение новых технологий энергосбережения;
- разработка проектов технического учета энергии;
- формирование энергетических целей и задач;
- проведение бенчмаркинга удельных расходов энергетических ресурсов и внедрение лучших практик;
- проведение рейтинговой оценки предприятия;
- проведение перекрестных внутренних аудитов системы энергоменеджмента;
- организация и проведение обучающих семинаров для сотрудников основных процессных управлений по требованиям системы энергетического менеджмента;
- информационное сопровождение функционирования системы энергоменеджмента (подготовка статей, газет, плакатов, брошюр по энергоэффективности и др.);
- реализация IT-проектов, информационно-аналитических систем по направлению энергоменеджмента;
- разработка, утверждение и актуализация нормативно-методологической документации в части энергоменеджмента.

НДТ 3. Система менеджмента измерений

Эффективная система менеджмента измерений обеспечивает пригодность измерительного оборудования и процессов измерений для их предполагаемого использования и имеет большое значение для достижения целей в области качества продукции благодаря снижению вероятности появления недостоверных результатов измерений. Цель системы менеджмента измерений состоит в управлении измерительным оборудованием и процессами измерений,

позволяющем контролировать достоверность результатов измерений характеристик, влияющих на качество продукции. Система менеджмента измерений предусматривает проверку измерительного оборудования и применение статистических методов управления процессом измерений.

Настоящая НДТ включает, в зависимости от конкретных условий, следующие подходы и мероприятия:

- обеспечение единства и требуемой точности измерений, повышение эффективности метрологического обеспечения производства;
- внедрение в практику современных методов и средств измерений, направленное на повышение уровня эффективности производства, технического уровня и качества продукции;
- организация и проведение поверки/калибровки и ремонта средств измерений, находящихся в эксплуатации;
- проведение метрологической экспертизы технических заданий, проектной, конструкторской и технологической документации, проектов стандартов и других нормативных документов;
- проведение работ по метрологическому обеспечению производства;
- участие в аттестации испытательных подразделений, в подготовке к аттестации производств и систем качества;
- осуществление метрологического надзора за состоянием и применением средств измерений, аттестованными методиками выполнения измерений, эталонами, применяемыми для поверки средств измерений, за соблюдением метрологических норм и правил, нормативных документов по обеспечению единства измерений на предприятии.
- формирование и ведение информационных ресурсов в области обеспечения единства измерений.
- установление целей, задач и методов организации метрологической деятельности;
- организация обучения и повышения квалификации специалистов метрологических служб.

НДТ 4. Регламентная работа в штатной ситуации и наличие плана действий в нештатной или аварийной ситуации

Настоящая НДТ предусматривает, в зависимости от конкретных условий, следующие подходы и мероприятия:

- установление договорных отношений между двумя или более юридическими и (или) физическими лицами, эксплуатирующими отдельные производственные объекты, находящиеся на территории одной технологической (промышленной) площадки, с целью развития сотрудничества по вопросам охраны окружающей среды и безопасности, организации труда и здоровья персонала;
- разработка, утверждение и актуализация планов действий при возникновении нештатной или аварийной ситуации как на уровне

предприятия, так и на всех производственных объектах или промышленных площадках предприятия;

- проведение практических учений, тренировок по локализации и ликвидации нештатной или аварийной ситуации;
- анализ нештатной или аварийной ситуации, произошедших на предприятии, а также на других подобных предприятиях с целью извлечения уроков и выработки мер по предупреждению ЧС.

НДТ 5. Подготовка и обучение персонала

НДТ включает наличие у предприятия программы повышения квалификации персонала (стажировок, переподготовки, аттестаций и т.п.), задействованного в технологических процессах добычи нефти.

5.2. Отраслевые наилучшие доступные технологии

5.2.1. Технологии добычи, сбора и транспорта продукции скважин

НДТ 6. Добыча, сбор и транспорт продукции нефтяных скважин

НДТ включает технологию добычи, сбора и транспорта продукции нефтяных скважин с использованием подъема продукции нефтяных скважин за счет природной (естественное и фонтанирование, бескомпрессорный газлифт, плунжерный лифт) и подводимой извне энергии (механизированная эксплуатация скважин, включающая способы глубинно-насосной эксплуатации и компрессорного газлифта) и транспортирование продукции до объекта подготовки.

Технологические показатели для технологии добычи, сбора и транспорта продукции нефтяных скважин с использованием подъема продукции нефтяных скважин за счет природной и подводимой извне энергии приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Технологические показатели для НДТ добычи, сбора и транспорта продукции нефтяных скважин

Наименование загрязняющего вещества	Технологический показатель (удельное значение), кг/т продукции (год)*
Метан	Не более 61,65
Углерода оксид	Не более 55,37
Углеводороды предельные C_6-C_{10}	Не более 27,49
Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	Не более 25,16
Азота диоксид	Не более 2,66
Азота оксид	Не более 0,85
* Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей в данном процессе является нефтегазоводяная смесь, добытая непосредственно из скважин (т/год).	

Технологические показатели определяются на основании отношения годовых данных массы выбросов загрязняющих маркерных веществ (в килограммах) от основного применяемого оборудования и установок по данной НДТ, с учетом запорно-регулирующей арматуры установленной на: добывающих скважинах; измерительных установках; дренажных емкостях; установках дозирования реагентов; выкидных линиях скважин; станциях управления установками электроприводного лопастного насоса, трансформаторах для погружных насосов; блоках системы телемеханики; трансформаторных подстанциях; промысловых трубопроводах всех назначений надземного, наземного и подземного исполнений, с учетом транспортирования нефтегазоводяной смеси до объекта подготовки продукции, к годовым показателям получаемой продукции (в тоннах).

5.2.2. Технологии подготовки нефти, газа и воды

НДТ 7. Подготовка нефти, газа и воды

НДТ включает технологические процессы подготовки нефти, газа и воды, обеспечивающие в зависимости от конкретных условий предприятия:

- обезвоживание, обессоливание и стабилизацию нефти, направленные на получение продукта, соответствующего по качеству требованиям нормативных документов;
- подготовку попутного нефтяного газа;
- подготовку пластовой воды до требуемых параметров, с применением сепарационного (емкостного) оборудования.

Технологические показатели для технологии подготовки нефти, газа и воды приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Технологические показатели для НДТ подготовки нефти, газа и воды

Наименование загрязняющего вещества	Технологический показатель (удельное значение), кг/т продукции (год)*
Углерода оксид	Не более 103,73
Метан	Не более 99,78
Азота диоксид	Не более 59,43
Углеводороды предельные C_6-C_{10}	Не более 20,89
Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	Не более 13,32
Азота оксид	Не более 9,64
* Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей для данного этапа является сумма всех продуктов получаемых на данном этапе: подготовленная (товарная) нефть, газ и вода (т/год).	

Технологические показатели определяются на основании отношения годовых данных массы выбросов загрязняющих маркерных веществ (в килограммах) от основного оборудования, применяемого при подготовке нефти, газа и воды, с учетом запорно-регулирующей арматуры, включая резервуарные емкости расчетных типоразмеров для технологических процессов подготовки и транспортировки нефти и подготовки к закачке подтоварных и пластовых вод для поддержания пластового давления» (за исключением оборудования, используемого в НДТ 8 «Хранение нефти»), к годовым показателям получаемой продукции (в тоннах).

НДТ 8. Хранение нефти

Даная НДТ распространяется на резервуары вертикальные и горизонтальные, в рамках определений, закрепленных законодательством Российской Федерации:

Стальной горизонтальный цилиндрический резервуар: Металлический сосуд в форме цилиндра, горизонтально установленного, со сферическими, плоскими, коническими, усеченно-коническими или торосферическими днищами, применяемый для хранения и измерения объема жидкости (ГОСТ Р 8.994–2020 «Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика калибровки электронно-оптическим методом» (утв. и введен в действие Приказом Росстандарта от 13.11.2020 N 1080-ст).

Резервуар вертикальный цилиндрический стальной: Наземное строительное сооружение, предназначенное для приема, хранения, измерения объема и выдачи жидкости (ГОСТ 31385–2016 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия» (введен в действие Приказом Росстандарта от 31.08.2016 N 982-ст).

Технологические показатели для технологии хранения нефти приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Технологические показатели для НДТ хранения нефти

Наименование загрязняющего вещества	Технологический показатель (удельное значение), кг/т продукции (год)*
Углеводороды предельные C_6-C_{10}	Не более 10,29
Метан	Не более 6,49
Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	Не более 4,08
Сероводород	Не более 0,22
* Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей для данного этапа является нефть, прошедшая через резервуары (т/год).	

Технологические показатели определяются на основании отношения годовых данных массы выбросов загрязняющих маркерных веществ (в килограммах) от основного применяемого оборудования и установок резервуарных парков, в зависимости от конкретных условий предприятия, с учетом запорно-

регулирующей арматуры, установленной на них, к годовым показателям получаемой продукции (в тоннах).

5.2.3. Технологии использования попутного нефтяного газа

НДТ 9. Использование попутного нефтяного газа для выработки тепловой энергии

НДТ заключается в использовании добываемого и уже подготовленного ПНГ для выработки тепловой энергии на собственные нужды предприятия.

Технологические показатели использования ПНГ для выработки тепловой энергии приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Технологические показатели для НДТ использования ПНГ для выработки тепловой энергии

Наименование загрязняющего вещества	Технологический показатель (удельное значение), кг/т продукции (год)*
Азота оксид	Не более 59,01
Углерода оксид	Не более 27,63
Азота диоксид	Не более 20,20
Метан	Не более 2,79
Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	Не более 0,92
* Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей для данного этапа является попутный нефтяной газ, используемый для выработки тепловой энергии (т/год).	

Технологические показатели определяются на основании отношения годовых данных массы выбросов загрязняющих маркерных веществ (в килограммах) от основного применяемого оборудования котельных установок, теплогенераторов и др. оборудования, с учетом установленной запорно-регулирующей арматуры, в зависимости от конкретных условий предприятия, к годовым показателям использованного для выработки тепловой энергии попутного нефтяного газа, (в тоннах).

НДТ 10. Использование попутного нефтяного газа для выработки электрической энергии

НДТ заключается в использовании добываемого ПНГ для выработки электрической энергии.

Технологические показатели для технологии использования ПНГ для выработки электрической энергии приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Технологические показатели для НДТ использования ПНГ для выработки электрической энергии

Наименование загрязняющего вещества	Технологический показатель (удельное значение), кг/т продукции (год)*
Углерода оксид	Не более 88,27
Метан	Не более 15,01
Азота диоксид	Не более 55,61
Азота оксид	Не более 9,11
Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	Не более 11,33
Серы диоксид	Не более 3,87
* Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей для данного этапа является попутный нефтяной газ, используемый для выработки электрической энергии (т/год).	

Технологические показатели определяются на основании отношения годовых данных массы выбросов загрязняющих маркерных веществ (в килограммах), образующихся при эксплуатации газотурбинных и газопоршневых электростанций и др. оборудования, с учетом установленной запорно-регулирующей арматуры, в зависимости от конкретных условий предприятия, к годовым показателям использованного для выработки электрической энергии попутного нефтяного газа (в тоннах).

НДТ 11. Использование попутного нефтяного газа для закачки в подземные хранилища газа

НДТ заключается в использовании добываемого ПНГ для закачки ПНГ в подземные хранилища газа с целью последующего рационального использования.

Указанный способ позволяет достигать высоких значений уровня использования ПНГ. В данном случае попутный газ, получаемый в процессе добычи нефти, поступает на технологические нужды промысла: используется для работы газотурбинной электростанции, является топливом для печей нагрева нефти и котельных и т.д.

НДТ 12. Использование попутного нефтяного газа для закачки в пласт с целью поддержания пластового давления

Данная технология включает в себя закачку подготовленного ПНГ в нефтеносный пласт, что позволяет эффективно поддерживать уровень пластового давления и соответственно уровень добычи нефти на месторождении.

Технологические показатели для технологии использования ПНГ для закачки в пласт для ППД приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Технологические показатели для НДТ закачки ПНГ в пласт для ППД

Наименование загрязняющего вещества	Технологический показатель (удельное значение), кг/т продукции (год)*
Азота диоксид	Не более 49,15
Азота оксид	Не более 1,61
Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	Не более 1,19
Сероводород	Не более 1,10
Углерода оксид	Не более 1,02
* Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей для данного этапа является ПНГ, закачанный в пласт для ППД, и ПНГ, используемый на оборудовании и установках, обеспечивающих закачку ПНГ для ППД (т/год).	

Технологические показатели определяются на основании отношения годовых данных массы выбросов загрязняющих маркерных веществ (в килограммах) от основного применяемого оборудования при закачке ПНГ для ППД, с учетом запорно-регулирующей арматуры в зависимости от конкретных условий предприятия (за исключением оборудования, используемого в НДТ 7 «Подготовка нефти, газа и воды» данного Справочника), к сумме годовых показателей ПНГ, закачанного в пласт, и ПНГ, использованного на оборудовании и установках, обеспечивающих закачку ПНГ для ППД (в тоннах).

НДТ 13. Подача попутного нефтяного газа в систему магистральных газопроводов

НДТ заключается в создании технологической инфраструктуры для подачи добываемого ПНГ в систему магистральных трубопроводов с целью повышения эффективности его использования.

Технологические показатели для подачи газа в систему магистральных газопроводов приведены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Технологические показатели для НДТ подачи газа в систему магистральных газопроводов

Наименование загрязняющего вещества	Технологический показатель (удельное значение), кг/т продукции (год)*
Азота диоксид	Не более 9,89
Азота оксид	Не более 1,55
Углерода оксид	Не более 1,03
Метан	Не более 0,96
Углеводороды предельные C_6-C_{10}	Не более 0,36
* Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей для данного этапа является ПНГ, поданный в систему магистральных трубопроводов, и ПНГ, использованный на оборудовании и установках, обеспечивающих подачу ПНГ в систему магистральных трубопроводов (т/год).	

Технологические показатели определяются на основании отношения годовых данных массы выбросов загрязняющих маркерных веществ (в килограммах) от основного применяемого оборудования при закачке в систему магистральных газопроводов, с учетом установленной запорно-регулирующей арматуры в зависимости от конкретных условий предприятия (за исключением оборудования, используемого в НДТ 7 «Подготовка нефти, газа и воды» данного Справочника), к сумме годовых показателей ПНГ, поданного в систему магистральных трубопроводов, и ПНГ, использованного на оборудовании и установках, обеспечивающих подачу ПНГ в систему магистральных трубопроводов (в тоннах).

НДТ 14. Использование попутного нефтяного газа для передачи его на газоперерабатывающий завод (на переработку)

НДТ заключается в создании технологической инфраструктуры для передачи ПНГ на газоперерабатывающие заводы с целью его дальнейшей глубокой переработки.

Технологические показатели для технологии передачи ПНГ на газоперерабатывающий завод приведены в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Технологические показатели для НДТ передачи попутного нефтяного газа на газоперерабатывающий завод

Наименование загрязняющего вещества	Технологический показатель (удельное значение), кг/т продукции (год)*
Метан	Не более 6,75
Углеводороды предельные C_6-C_{10}	Не более 2,23
Углерода оксид	Не более 0,77
Сероводород	Не более 0,65
Азота диоксид	Не более 0,25
Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	Не более 3,01
Азота оксид	Не более 0,09
* Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей для данного этапа является ПНГ, переданный на газоперерабатывающий завод, и ПНГ, использованный на оборудовании и установках, обеспечивающих передачу ПНГ на газоперерабатывающий завод (т/год)	

Технологические показатели определяются на основании отношения годовых данных массы выбросов загрязняющих маркерных веществ (в килограммах) от основного применяемого оборудования при передаче добытого ПНГ на газоперерабатывающий завод, с учетом установленной запорно-регулирующей арматуры, в зависимости от конкретных условий предприятия (за исключением оборудования, используемого в НДТ 7 «Подготовка нефти, газа и

воды» данного Справочника), к сумме годовых показателей ПНГ, переданного на газоперерабатывающий завод, и ПНГ, использованного на оборудовании и установках, обеспечивающих передачу (в тоннах).

НДТ 15. Использование попутного нефтяного газа для подготовки нефти

Данная технология включает в себя применение ПНГ в качестве топлива для подготовки нефти, с использованием путевых подогревателей, печей подогрева нефти, сепараторов со встроенными нагревателями.

Технологические показатели для технологии использования ПНГ для подготовки нефти приведены в таблице 5.9.

Таблица 5.9 – Технологические показатели для НДТ использования попутного нефтяного газа для подготовки нефти

Наименование загрязняющего вещества	Технологический показатель (удельное значение), кг/т продукции (год)*
Серы диоксид	Не более 48,02
Углерода оксид	Не более 45,72
Азота диоксид	Не более 35,15
Азота оксид	Не более 5,65
Метан	Не более 4,37
* Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей для данного этапа является ПНГ, использованный в качестве топлива при подготовке нефти (т/год).	

Технологические показатели определяются на основании отношения годовых данных массы выбросов загрязняющих маркерных веществ (в килограммах) от основного оборудования, применяемого при подготовке нефти, с учетом установленной запорно-регулирующей арматуры в зависимости от конкретных условий предприятия (за исключением оборудования, используемого в НДТ 7 «Подготовка нефти, газа и воды» данного Справочника), к годовым показателям ПНГ, использованного в качестве топлива при подготовке нефти (в тоннах).

НДТ 16. Использование попутного нефтяного газа для транспорта нефти

Данная технология включает в себя использование ПНГ в качестве сжигаемого топлива при подогреве нефти и нефтегазоводяной жидкости для обеспечения ее транспортировки.

Технологические показатели для технологии использования ПНГ для транспорта нефти приведены в таблице 5.10.

Таблица 5.10 – Технологические показатели для НДТ транспорта нефти

Наименование загрязняющего вещества	Технологический показатель (удельное значение), кг/т продукции (год)*
Углерода оксид	Не более 12,09
Азота диоксид	Не более 4,06
Азота оксид	Не более 0,66
Метан	Не более 0,09
Серы диоксид	Не более 0,0015
* Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей для данного этапа является ПНГ, использованный в качестве топлива (т/год).	

Технологические показатели определяются на основании отношения годовых данных массы выбросов загрязняющих маркерных веществ (в килограммах) от основного оборудования, применяемого при подогреве нефти и нефтегазоводяной жидкости, с учетом установленной запорно-регулирующей арматуры для обеспечения дальнейшей транспортировки, в зависимости от конкретных условий предприятия (за исключением оборудования, используемого в НДТ 7 «Подготовка нефти, газа и воды» данного Справочника), к годовым показателям ПНГ использованного в качестве сжигаемого топлива (в тоннах).

5.2.4. Технологии поддержания пластового давления (закачка воды в пласт)

НДТ 17. Поддержание пластового давления (закачка воды в пласт)

НДТ включает метод разработки нефтяных месторождений, позволяющий обеспечивать высокие текущие дебиты нефтяных скважин поддержанием пластового давления закачкой воды в пласт, с целью вытеснения нефти к забою добывающих скважин и достижения повышенного отбора извлекаемых запасов нефти.

Технологические показатели для закачки воды в пласт для ПДД приведены в таблице 5.11.

Таблица 5.11 – Технологические показатели для НДТ закачки воды в пласт для ПДД

Наименование загрязняющего вещества	Технологический показатель (удельное значение), кг/т продукции (год)*
Метан	Не более 4,1139
Углерода оксид	Не более 0,1440
Углеводороды предельные C_6-C_{10}	Не более 0,1440
Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)	Не более 0,0828
Азота диоксид	Не более 0,0108
Сероводород	Не более 0,0055
Азота оксид	Не более 0,0023
* Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей для данного этапа является закачанная в пласт вода (т/год).	

Технологические показатели определяются на основании отношения годовых данных массы выбросов загрязняющих маркерных веществ (в килограммах) от основного оборудования системы ПДД методом закачки воды в пласт, с учетом установленной запорно-регулирующей арматуры, в зависимости от конкретных условий предприятия (за исключением оборудования, используемого в НДТ 7 «Подготовка нефти, газа и воды» данного Справочника), к годовым показателям закачанной в пласт воды (в тоннах).

5.2.5. Технологии морской добычи

НДТ 18. Добыча углеводородов на морских нефтяных платформах

НДТ включает метод добычи углеводородов на морском и океанском шельфе с использованием морских нефтяных платформ.

Технологические показатели для морской добычи углеводородов (на морских нефтяных платформах) приведены в таблице 5.12.

Таблица 5.12 – Технологические показатели для НДТ морской добычи нефти (на морских нефтяных платформах)

Наименование загрязняющего вещества	Технологический показатель (удельное значение), кг/т продукции (год)*
Метан	1,07
Углерода оксид	1,33
Азота диоксид	0,76
Азота оксид	0,12
Серы диоксид	0,11
* Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей в данном процессе является добытая на морской платформе нефть и ПНГ (т/год).	

Технологические показатели определяются на основании отношения годовых данных массы выбросов загрязняющих маркерных веществ (в килограммах) от комплекса оборудования морской платформы к сумме годовых показателей получаемой продукции (в тоннах).

5.3. Особые указания расчета технологических показателей при добыче нефти

В расчеты технологических показателей по выше указанным НДТ не включены факельные установки с оборудованием в связи с тем, что учет выбросов от данного оборудования определен Постановлением Правительства РФ от 08.11.2012 г. № 1148 «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа» (вместе с «Положением об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа»). Указанное Постановление направлено на сокращение загрязнения атмосферного воздуха выбросами загрязняющих веществ и сокращения эмиссии парниковых газов, при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании ПНГ и определяет предельно допустимое значение показателя сжигания на факельных установках и (или) рассеивания ПНГ.

Раздел 6. Перспективные технологии

Раздел 6 содержит перечень и описание перспективных технологий, к которым относятся технологии, находящиеся на стадии промышленного внедрения, которые способны обеспечить уровень защиты окружающей среды выше уровня защиты, определенного НДТ, а при одинаковом уровне защиты способные обеспечить снижение производственных экономических затрат.

Описание перспективных технологий приведено в соответствие с ГОСТ Р 56828.1-2015 «Наилучшие доступные технологии. Методические рекомендации по описанию перспективных технологий в информационно-техническом справочнике по наилучшим доступным технологиям».

Технологии, которые могут считаться перспективными в нефтедобывающей отрасли, приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Перспективные технологии добычи нефти

Технология	Описание	Достигаемые экологические преимущества	Степень проработки
Нетрадиционные методы увеличения нефтеотдачи	*GlassPoint:* Солнечные парогенераторы, вырабатывающие горячий пар высокого давления для закачки в пласт: алюминиевые зеркала, установленные внутри стеклянной теплицы, отражают солнечные лучи в направлении бойлера для нагрева воды; в ночное время используются газовые генераторы. *GloriEnergy:* Технология активации присутствующих в пласте бактерий с целью увеличения подвижности нефти и повышения эффективности вытеснения	*GlassPoint:* Экономия на операционных затратах благодаря снижению (до 80 %) расхода природного газа, сжигаемого для нагрева закачиваемого пара. Сокращение выбросов CO_2 и NOx *GloriEnergy:* Дополнительное вовлечение 9-12 % геологических запасов. Минимальное количество оборудования. Возможность адаптации к условиям пласта	Пилотные проекты
Мобильные модульные комплексы для получения товарного ликвидного продукта из ПНГ	Мобильные модульные комплексы для получения товарного ликвидного продукта из ПНГ. Мобильный, модульный блок отбензинивания газа по производству жидких углеводородов из ПНГ для повышения уровня рационального использования углеводородов	Технология позволяет повысить уровень рационального использования газообразных углеводородов, путем сокращения технологических потерь нефти (возврат в добычу жидких углеводородов из попутного газа), подготовки газа к его использованию для выработки электроэнергии на газопоршневых и газотурбинных электростанциях, сокращения уровня выбросов вредных веществ при сжигании неподготовленного газа. Конструкции установки являются модульными или мобильными, быстромонтируемые; легко демонтируются и транспортируются обычными транспортными средствами В основе технологии подготовки лежит процесс охлаждения газа холодильной машиной с последующим	Технология внедрена на промышленном уровне

Технология	Описание	Достигаемые экологические преимущества	Степень проработки
		разделением, показавший себя наиболее энергоэффективным и универсальным. В качестве холодильной машины применена инновационная машина со смесевым хладагентом, обладающая повышенной энергоэффективностью и повышенной компактностьюКонструкция является модульной.; Функционирование комплекса обеспечивается автоматически в широком диапазоне изменения параметров сырья. В конструкции используется высокая доля компонентов отечественного производства. Технология является универсальной, энергоэффективной с невысокой стоимостью. По сравнению с известными решениями обладает уменьшенными габаритами и массой оборудования	
Использование центробежных насосов с энергоэффективным дизайном в системе по закачке рабочего агента в пласт	Модернизация проточной части центробежных насосов	Обеспечение высокого/максимального КПД в требуемом диапазоне характеристики	Технология внедрена на промышленном уровне
Улавливание, транспортировка, хранение и использование углекислого газа промышленных объектов	Разработка технологической схемы, создание комплекса технологических установок по улавливанию и подготовке CO_2, создание инфраструктурных объектов по транспортировке и закачке CO_2 в пласты нефтегазовых месторождений, либо водонасыщенные горизонты для целей увеличения нефтеотдачи пластов	Способствует выполнению задач по декарбонизации российской промышленности, обеспечивает уровень защиты окружающей среды	Прецеденты по работе с промышленными выбросами CO_2 сторонних эмитентов в РФ отсутствуют. Имеется опыт

Технология	Описание	Достигаемые экологические преимущества	Степень проработки
			подготовки и закачивания CO_2 для целей увеличения нефтеотдачи на объектах в Сербии
Мониторинг вторичной эмиссии CO_2 в процессе реализации климатических мероприятий по закачке и хранению CO_2	Разработка и реализация комплекса мероприятий по мониторингу закачки CO_2 в пригодные пласты нефтегазовых месторождений либо водонасыщенные горизонты (проведение геофизических исследований, микросейсмический мониторинг эксплуатации подземных хранилищ CO_2)	Способствует выполнению задач по декарбонизации российской промышленности, обеспечивает уровень защиты окружающей среды	Прецеденты по хранению выбросов CO_2 сторонних эмитентов в РФ отсутствуют
Модульные УПН	Типизация и унификация блочно-модульных установок подготовки нефти с целью ускорения сроков реализации проектов капитального строительства. Типовые проектные решения и типовая КД на блочно-модульные УПН производительностью 0,5, 1 и 1,5 млн т/год	Сокращение в среднем на 10 % затрат на проект и на 25 % затрат на сборку оборудования на строительной площадке. Сокращение сроков реализации проектов капитального строительства до 10 месяцев	Выпуск итоговой редакции типовой документации Тиражирование в компании
Электронный преобразователь вязких жидких сред «ШТОРМ УКП НП»	Предназначен для предотвращения и снижения образований асфальтосмолопарафиновых отложений, коксообразований и иных видов отложений, в том числе солей жесткости на выкидных линиях скважин, по стволу труб НКТ, в лифте НКТ, на линии манифольда, технологических трубопроводах, на печах и установках нагрева нефти и нефтепродуктов (на/в змеевиках, участках теплообмена на жаровых трубах и т.д.), теплообменном и технологическом оборудовании (котлы, бойлеры, теплообменники, парогенераторы и т.д.)	Производитель оборудования - резидент Российской Федерации. Увеличение межочистного периода работы оборудования, обеспечение эффективного теплообмена, снижение издержек на использование ингибиторов солеотложений	Производитель – «МПК Техпром ВНП». Успешно проведены опытно-промышленные испытания (ОПИ) на ДНС с УПСВ
Система измерительная количества жидкости в резервуарах MTG (либо аналоги)	Предназначены для измерения массы, объема, уровня, плотности и температуры нефти, нефтепродуктов и других жидкостей в резервуарах	Повышение точности проводимых измерений. Сокращение количества измерений уровней в резервуарах в ручном	Успешно проведены ОПИ на объектах ЦПС и ПСП

Технология	Описание	Достигаемые экологические преимущества	Степень проработки
	вертикальных стальных. Реализует косвенный метод измерений	режиме. Возможность определения большего количества параметров с использованием одной системы в автоматическом режиме: уровни взлива, уровни раздела фаз, температура среды в различных точках, плотность фаз (нефть, вода) при рабочих условиях, массовая доля воды в нефтяной части	
Геохимические технологии контроля выработки запасов	Новая технология учета выработки запасов при совместной эксплуатации пластов. Получаемая информация на порядок повышает информативность в процессах мониторинга разработки месторождений. Повышение качества учета выработки	Ресурсная эффективность	
Оптимальные методы очистки призабойной зоны (ОПЗ) пласта	Эффективность достигается за счет применения высокоэффективных технологий, что обеспечит 15 % прирост дополнительной добычи от ОПЗи повышение эффективности обработок до 85 % за счет внедрения методик и более качественного подбора кандидатов, составления дизайнов, подбора технологий	Ресурсная эффективность	
Диагностика внутреннего защитного покрытия промысловых трубопроводов с помощью внутритрубного индикатора качества покрытий	Снижение затрат на реконструкцию трубопроводов с внутренним покрытием, за счет возможности определять техническое состояние и продлять проектный ресурс трубопроводов	Экологическая, ресурсная эффективность. Минимизация экологического ущерба за счет снижения количества прорывов трубопроводов	
ПАВ-полимерное заводнение	Проект направлен на разработку смеси ПАВ, обеспечивающего снижение стоимости при необходимых технологических критериях, что способствует снижению операционных затрат технологии ПАВ-полимерного заводнения при реализации проекта	Ресурсная эффективность. Применение технологии ПАВ-полимерного заводнения позволит оценочно извлечь дополнительно 19 % геологических запасов	

Технология	Описание	Достигаемые экологические преимущества	Степень проработки
Применение скрепера механического с увеличенным внутренним диаметром	Оптимизация проведения ремонтных работ в скважинах посредством исключения дополнительной спуско-подъемной операции	Ресурсная эффективность	
Использование перспективной горизонтальной факельной установки (ГФУ)	ГФУ предназначена для сжигания скважинного флюида с повышенным содержанием жидкой фазы. Данное оборудование представляет собой горелочное устройство с двумя коаксиальными соплами, тремя дежурными горелками, щитом для экранирования и поглощения звукового и теплового излучения. Конструкция предусматривает переключение на работу в режиме одного сопла для оптимизации работы на малых расходах, а также регулировку расхода через внешний контур.	Уменьшение негативного воздействия на окружающую среду. Конструкция ГФУ и заложенные в нее физические принципы обеспечивают эффективное сжигание газа, жидких углеводородов и воды без выпадения осадка и образования дыма	
Газопрошневой привод ЦНС	Технология основана на передаче кинетической энергии двигателя внутреннего сгорания для вращения ротора насосного агрегата, т.е. за счет сжигания попутного газа в двигателе внутренниго сгорания, путем передачи вращательного момента через повышающий редуктор приводится в движение ротор НА ЦНС. За счет применения НА ЦНС+ГПУ достигается утилизация ПНГ, экономия использования электроэнергии, отказ от оплаты суток проката УЭЦН	Ресурсная эффективность	
Низкотемпературная конденсация	Позволит осуществить подготовку попутного нефтяного газа к поставке в единую систему газоснабжения	Ресурсная эффективность	
Низкотемпературная сепарация газа	Позволит осуществить подготовку природного газа к поставке в ЕСГ	Ресурсная эффективность	
Ограничение газопритока - технико-экономически оптимальные системы для борьбы с газопроявлениями в горизонтальных скважинах и	Эффективность: согласно экспертным оценкам внедрение технологии ограничения газопритока позволит увеличить добычу УВ на 0,1 %		

Технология	Описание	Достигаемые экологические преимущества	Степень проработки
горизонтальных скважинах с с многостадийными гидроразрывами пласта, пробуренных в нефтяные оторочки			
Стабилизация газового конденсата и фракционирование ШФЛУ	Позволит произвести переработку газового конденсата в продукты: стабильный газовый конденсат, агент смешивающего вытеснения.	Ресурсная эффективность	
Технологии безлюдных высокоэффективных способов отделения попутнодобываемой воды.	Согласно экспертным оценкам, внедрение технологии позволит снизить операционные затраты до 5 %		
Технология автоматизированной трехфазной мультиизмерительной установки на основе нейтронного зондирования	Согласно экспертным оценкам, внедрение технологии позволит снизить операционные затраты до 1 %		
Технология добычи нефти из малодебитных нерентабельных скважин	Согласно экспертным оценкам, внедрение технологии позволит снизить операционные затраты до 2,4 %		
Технология применения компоновки одновременно раздельной добычи и закачки	Согласно экспертным оценкам, внедрение технологии ОРДЗ позволит увеличить текущую добычу УВ на 3,7 %		
Технология синтеза жидких УВ	Согласно экспертным оценкам, внедрение технологии позволит снизить операционные затраты до 5 %		
Технология смешивающегося вытеснения - закачка углеводородных газов в пласт	Согласно экспертным оценкам, внедрение технологии позволит увеличить добычу УВ до 9 %		
Эффективная технология обработки призабойной зоны пласта	Согласно экспертным оценкам, внедрение технологии позволит увеличить текущую добычу УВ на 3 %		

Технология	Описание	Достигаемые экологические преимущества	Степень проработки
Парогенератор мобильный ПЭЭ-250УШ		Ресурсная эффективность (снижение операционных затрат (отказ от аренды техники)	
Строительство и применение водоводов высокого давления из труб с внутренним эпоксидным покрытием		Экологическая эффективность. Выражается в повышении коррозионной стойкости, как следствие снижение вероятности порывов и загрязнения земельных участков	
Установка для отбензинивания попутного нефтяного газа		Эффективность - ресурсная и энергетическая (снижение потерь, повышение рациональности локального использования ресурсов)	
Реконструкция блока подготовки и переработки газа с целью увеличения выработки сжиженных углеводородных газов	Снижение выбросов в связи с изменением компонентного состава попутного газа за счет извлечения из ПГ целевых компонентов C_{3+}	Достижение экологической и ресурсной эффективности	
Подготовка нефти на базе центробежных сепараторов	Позволяет значительно ускорить процесс разделения эмульсий типа нефть-вода, что значительно повышает энергоэффективность процесса		
Внедрение УЭВН производства ПСМ-РУС	Работа с 90%-ным содержанием газа на приеме насоса - увеличение наработки на отказ		
Система 4D сейсмического мониторинга заводнения пластов	Предназначена для контроля эффективности заводнения пластов и мониторинга процесса вытеснения / эффективного извлечения нефти, а также для обеспечения мониторинга целостности пластов-покрышек и предотвращения нецелевой закачки воды		
Установка термической утилизации подтоварной воды с использованием ПНГ в качестве топлива	Сокращение энергетических затрат на бурение поглощающих скважин	Энергетическая эффективность обусловлена экономией электроэнергии на закачку избытка подтоварной воды в пласт	

Технология	Описание	Достигаемые экологические преимущества	Степень проработки
Бесштанговые плунжерные насосы с погружным электродвигателем	Применение погружного линейного электропривода для обеспечения работы плунжерного насоса	Отсутствие этапов капитального строительства. Обеспечение герметичности за счет исключения сальниковых узлов и уплотнений. Снижение энергопотребления за счет повышения энергоэффективности и снижения удельного расхода электрической энергии.	

Заключительные положения и рекомендации

Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям «Добыча нефти» подготовлен в целях повышения эффективности технологического обеспечения организаций нефтегазового комплекса в соответствии с принятым на совещании в Министерстве энергетики Российской Федерации решением (протокол от 27.03.2019 г. № 05-20пр) и ходатайством Минэнерго России в Министерство промышленности и торговли Российской Федерации о досрочной актуализации ИТС НДТ 28 (ПС-3227/10 от 20.03.2020 г.).

Настоящий Справочник разработан с учетом предложений нефтегазовых компаний по актуализации информационно-технических справочников по наилучшим доступным технологиям в сфере нефтегазового комплекса, находящихся в компетенции Минэнерго России.

При разработке Справочника руководствовались правилами определения технологии в качестве наилучшей доступной технологии, а также разработки, актуализации и опубликования информационно-технических справочников по наилучшим доступным технологиям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 23.12.2014 г. № 1458.

Подготовка настоящего Справочника НДТ осуществлялась ТРГ 28, созданной приказом Минпромторга России от 10.09.2020 г. № 3014 с изменениями, введенными приказом Минпромторга России от 18.05.2021 г. № 1800.

На основе разработанных шаблонов анкет было проведено анкетирование нефтедобывающих предприятий. Сбор и обработка данных анкетирования нефтедобывающей отрасли позволили провести анализ уровней воздействия на окружающую среду основных технологий нефтедобычи с дальнейшим определением технологий в качестве НДТ.

На основе анкетных и литературных данных, изучения нормативной документации, экологических отчетов, планов модернизации и инновационного развития нефтегазовых компаний был проведен анализ и систематизация информации о нефтедобывающей отрасли, о применяемых в отрасли технологиях, оборудовании, основных экологических аспектах отрасли, энерго- и ресурсопотреблении.

По итогам актуализации Справочника НДТ «Добыча нефти» были сформулированы следующие рекомендации, касающиеся дальнейшей работы над настоящим Справочником НДТ и внедрения НДТ:

– нефтедобывающим предприятиям рекомендуется осуществлять сбор, систематизацию и хранение сведений об уровнях эмиссий загрязняющих веществ, в особенности маркерных, в окружающую среду, потребления сырья и энергоресурсов, а также о проведении модернизации основного и природоохранного оборудования, об экономических аспектах внедрения НДТ;

– минимизировать негативное воздействие на компоненты окружающей среды путем применения общепримени мых и отраслевых НДТ;

– при модернизации технологического и природоохранного оборудования в качестве приоритетных критериев выбора новых технологий, оборудования, материалов следует использовать повышение энергоэффективности, ресурсо-сбережение, снижение негативного воздействия объектов нефтедобычи на окружающую среду.

В разработке настоящего Справочника принимали участие следующие организации - члены технической рабочей группы:

Минпромторг России;
Минэнерго России;
ИНХС РАН;
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина;
ФГБОУ ФО «Тюменский индустриальный институт»;
ПАО «Газпром»;
ПАО «Газпром нефть»;
ООО «Газпромнефть НТЦ»;
ООО «Газпром добыча Уренгой»;
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»;
ПАО «ЛУКОЙЛ»;
ООО «Лукойл-Западная Сибирь»;
ООО «Лукойл-Нижневолжскнефть»;
ПАО «Сургутнефтегаз»;
ПАО «НК «Роснефть»;
ПАО АНК «Башнефть»;
Сахалин Энерджи Инветсмент Компани Лтд.;
ПАО «Татнефть»;
ООО «Исток»;
ООО «Локоремстрой».

Приложение А
(обязательное)

Перечень маркерных веществ и технологических показателей

Таблица А.1 – Маркерные вещества

Технологический этап добычи нефти	Маркерное вещество для атмосферного воздуха
Добыча, сбор и транспорт продукции нефтяных скважин (НДТ 6)	Азота диоксид
	Азота оксид
	Метан
	Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)
	Углеводороды предельные C_6-C_{10}
	Углерода оксид
Подготовка нефти, газа и воды (НДТ 7)	Азота диоксид
	Азота оксид
	Метан
	Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)
	Углеводороды предельные C_6-C_{10}
	Углерода оксид
Хранение нефти (НДТ 8)	Метан
	Сероводород
	Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)
	Углеводороды предельные C_6-C_{10}
Использование попутного нефтяного газа для выработки тепловой энергии (НДТ 9)	Азота диоксид
	Азота оксид
	Метан
	Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)
	Углерода оксид
Использование попутного нефтяного газа для выработки электрической энергии (НДТ 10)	Азота диоксид
	Азота оксид
	Метан
	Серы диоксид
	Углеводороды предельные С1-С5 (исключая метан)
	Углерода оксид
Использование попутного нефтяного газа для закачки в пласт с целью поддержания пластового давления (НДТ 12)	Азота диоксид
	Азота оксид
	Сероводород
	Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)
	Углерода оксид
Подача газа в систему магистральных газопроводов (НДТ 13)	Азота диоксид
	Азота оксид

Технологический этап добычи нефти	Маркерное вещество для атмосферного воздуха
	Метан
	Углеводороды предельные C_6-C_{10}
	Углерода оксид
Использование попутного нефтяного газа для передачи его на ГПЗ (на переработку) (НДТ 14)	Азота диоксид
	Азота оксид
	Метан
	Сероводород
	Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)
	Углеводороды предельные C_6-C_{10}
	Углерода оксид
Использование попутного нефтяного газа для подготовки нефти (НДТ 15)	Азота диоксид
	Азота оксид
	Метан
	Серы диоксид
	Углерода оксид
Использование попутного нефтяного газа для транспорта нефти (НДТ 16)	Азота диоксид
	Азота оксид
	Метан
	Серы диоксид
	Углерода оксид
Поддержание пластового давления (закачка воды в пласт) (НДТ 17)	Азота диоксид
	Азота оксид
	Метан
	Сероводород
	Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)
	Углеводороды предельные C_6-C_{10}
	Углерода оксид
Добыча углеводородов на морских нефтяных платформах (НДТ 18)	Метан
	Углерода оксид
	Азота диоксид
	Азота оксид
	Серы диоксид

Таблица А.2 Технологические показатели для выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, которые соответствуют НДТ

Технологический этап добычи нефти	Наименование загрязняющего вещества	Единица измерения	Значение	Примечание
Добыча, сбор и транспорт продукции нефтяных скважин (НДТ 6)	Метан	кг/т продукции (год)	Не более 61,65	Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей в данном процессе является нефтегазоводяная смесь, добытая непосредственно из скважин (т/год)
	Углерода оксид		Не более 55,37	
	Углеводороды предельные C_6-C_{10}		Не более 27,49	
	Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)		Не более 25,16	
	Азота диоксид		Не более 2,66	
	Азота оксид		Не более 0,85	
Подготовка нефти, газа и воды (НДТ 7)	Углерода оксид	кг/т продукции (год)	Не более 103,73	Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей для данного этапа является сумма всех продуктов, получаемых на данном этапе: подготовленная (товарная) нефть, газ и вода (т/год)
	Метан		Не более 99,78	
	Азота диоксид		Не более 59,43	
	Углеводороды предельные C_6-C_{10}		Не более 20,89	
	Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)		Не более 13,32	
	Азота оксид		Не более 9,64	
Хранение нефти (НДТ 8)	Углеводороды предельные C_6-C_{10}	кг/т продукции (год)	Не более 10,29	Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей для данного этапа является нефть, прошедшая через резервуары (т/год)
	Метан		Не более 6,49	
	Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)		Не более 4,08	
	Сероводород		Не более 0,22	
Использование попутного нефтяного газа для выработки тепловой энергии (НДТ 9)	Азота оксид	кг/т продукции (год)	Не более 59,01	Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей для данного этапа является попутный нефтяной газ, используемый для выработки тепловой энергии (т/год)
	Углерода оксид		Не более 27,63	
	Азота диоксид		Не более 20,20	
	Метан		Не более 2,79	

Технологический этап добычи нефти	Наименование загрязняющего вещества	Единица измерения	Значение	Примечание
	Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)		Не более 0,92	
Использование попутного нефтяного газа для выработки электрической энергии (НДТ 10)	Углерода оксид	кг/т продукции (год)	Не более 88,27	Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей для данного этапа является попутный нефтяной газ, используемый для выработки электрической энергии (т/год)
	Метан		Не более 15,01	
	Азота диоксид		Не более 55,61	
	Азота оксид		Не более 9,11	
	Углеводороды предельные С1-С5 (исключая метан)		Не более 11,33	
	Серы диоксид		Не более 3,87	
Использование попутного нефтяного газа для закачки в пласт с целью поддержания пластового давления (НДТ 12)	Азота диоксид	кг/т продукции (год)	Не более 49,15	Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей для данного этапа является попутный нефтяной газ, закачанный в пласт для поддержания пластового давления, и попутный нефтяной газ, используемый на оборудовании и установках, обеспечивающих закачку попутного нефтяного газа для поддержания пластового давления (т/год)
	Азота оксид		Не более 1,61	
	Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)		Не более 1,19	
	Сероводород		Не более 1,10	
	Углерода оксид		Не более 1,02	
Подача газа в систему магистральных газопроводов (НДТ 13)	Азота диоксид	кг/т продукции (год)	Не более 9,89	Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей для данного этапа является попутный нефтяной газ, поданный в систему магистральных трубопроводов, и попутный нефтяной газ, использованный на оборудовании и установках, обеспечивающих подачу попутного нефтяного газа в систему магистральных трубопроводов (т/год)
	Азота оксид		Не более 1,55	
	Углерода оксид		Не более 1,03	
	Метан		Не более 0,96	
	Углеводороды предельные C_6-C_{10}		Не более 0,36	
Использование попутного нефтяного газа для передачи его на ГПЗ	Метан	кг/т продукции (год)	Не более 6,75	Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей для данного этапа является попутный нефтяной газ, переданный на газоперерабатывающий
	Углеводороды предельные C_6-C_{10}		Не более 2,23	
	Углерода оксид		Не более 0,77	

Технологический этап добычи нефти	Наименование загрязняющего вещества	Единица измерения	Значение	Примечание
(на переработку) (НДТ 14)	Сероводород		Не более 0,65	завод, и попутный нефтяной газ, использованный на оборудовании и установках, обеспечивающих передачу попутного нефтяного газа на газоперерабатывающий завод (т/год)
	Азота диоксид		Не более 0,25	
	Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)		Не более 3,01	
	Азота оксид		Не более 0,09	
Использование попутного нефтяного газа для подготовки нефти (НДТ 15)	Серы диоксид	кг/т продукции (год)	Не более 48,02	Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей для данного этапа является попутный нефтяной газ, использованный в качестве топлива при подготовке нефти (т/год)
	Углерода оксид		Не более 45,72	
	Азота диоксид		Не более 35,15	
	Азота оксид		Не более 5,65	
	Метан		Не более 4,37	
Использование попутного нефтяного газа для транспорта нефти (НДТ 16)	Углерода оксид	кг/т продукции (год)	Не более 12,09	Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей для данного этапа является попутный нефтяной газ, использованный в качестве топлива (т/год)
	Азота диоксид		Не более 4,06	
	Азота оксид		Не более 0,66	
	Метан		Не более 0,09	
	Серы диоксид		Не более 0,0015	
Поддержание пластового давления (закачка воды в пласт) (НДТ 17)	Метан	кг/т продукции (год)	Не более 4,1139	Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей для данного этапа является закачанная в пласт вода (т/год)
	Углерода оксид		Не более 0,1440	
	Углеводороды предельные C_6-C_{10}		Не более 0,1440	
	Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)		Не более 0,0828	
	Азота диоксид		Не более 0,0108	
	Сероводород		Не более 0,0055	
	Азота оксид		Не более 0,0023	
Добыча углеводородов на морских нефтяных платформах (НДТ 18)	Метан	кг/т продукции (год)	Не более 1,07	Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей в данном процессе является добытая на морской платформе нефть и попутный нефтяной газ (т/год)
	Углерода оксид		Не более 1,33	
	Азота диоксид		Не более 0,76	
	Азота оксид		Не более 0,12	
	Серы диоксид		Не более 0,11	

Приложение Б
(обязательное)

Перечень НДТ

№	Наименование НДТ	Примечание
Общеприменимые НДТ в добыче нефти		
НДТ 1	Система экологического менеджмента	НДТ включает комплекс мер, направленных на предотвращения загрязнений, связанных с производственно-хозяйственной деятельностью, на защиту окружающей среды и постоянное улучшение общей экологической результативности предприятия
НДТ 2	Система энергетического менеджмента	НДТ включает инструменты повышения энергоэффективности и сокращения негативного воздействия на окружающую среду
НДТ 3	Система менеджмента измерений	НДТ включает комплекс мер, направленных на управление измерительным оборудованием и процессами измерений, позволяющий контролировать достоверность результатов измерений характеристик, влияющих на качество продукции
НДТ 4	Регламентная работа в штатной ситуации и наличие плана действий в нештатной или аварийной ситуации	НДТ включает комплекс мер, направленных на повышение эффективности работы добывающего предприятия в штатном режиме и на выявление и устранение неисправностей, приводящих к возникновению нештатных или аварийных ситуаций
НДТ 5	Подготовка и обучение персонала	НДТ включает наличие у предприятия программы повышения квалификации персонала (стажировок, переподготовки, аттестаций и т.п.), задействованного в технологических процессах добычи нефти
Отраслевые НДТ		
НДТ 6	Добыча, сбор и транспорт продукции нефтяных скважин	НДТ включает технологию добычи, сбора и транспорта продукции нефтяных скважин с использованием подъема продукции нефтяных скважин за счет природной (естественное и фонтанирование, бескомпрессорный газлифт, плунжерный лифт) и вводимой извне энергии (механизированная эксплуатация скважин, включающая способы глубинно-насосной эксплуатации и компрессорного газлифта) и транспортирования продукции до объекта подготовки

№	Наименование НДТ	Примечание
НДТ 7	Подготовка нефти, газа и воды	НДТ включает технологические процессы подготовки нефти, газа и воды
НДТ 8	Хранение нефти	НТД распространяется на резервуары вертикальные и горизонтальные
НДТ 9	Использование попутного нефтяного газа для выработки тепловой энергии	НДТ заключается в использовании добываемого и уже подготовленного попутного нефтяного газа для выработки тепловой энергии на собственные нужды предприятия
НДТ 10	Использование попутного нефтяного газа для выработки электрической энергии	НДТ заключается в использовании добываемого попутного нефтяного газа для выработки электрической энергии
НДТ 11	Использование попутного нефтяного газа для закачки в подземные хранилища газа	НДТ заключается в использовании добываемого попутного нефтяного газа для его закачки в подземные хранилища газа с целью последующего рационального использования
НДТ 12	Использование попутного нефтяного газа для закачки в пласт с целью поддержания пластового давления	НДТ включает в себя закачку специально подготовленного попутного нефтяного газа обратно в нефтеносный пласт для поддержания пластового давления с целью повышения эффективности добычи нефти на месторождении
НДТ 13	Подача попутного нефтяного газа в систему магистральных газопроводов	НДТ заключается в создании технологической инфраструктуры для подачи добываемого попутного нефтяного газа в систему магистральных трубопроводов с целью повышения эффективности его использования
НДТ 14	Использование попутного нефтяного газа для передачи его на газоперерабатывающий завод (на переработку)	НДТ заключается в создании технологической инфраструктуры для передачи попутного нефтяного газа на газоперерабатывающие заводы с целью его дальнейшей глубокой переработки
НДТ 15	Использование попутного нефтяного газа для подготовки нефти	НДТ включает в себя применение попутного нефтяного газа в качестве топлива для подготовки нефти, с использованием путевых подогревателей, печей подогрева нефти, сепараторов со встроенными нагревателями
НДТ 16	Использование попутного нефтяного газа для транспорта нефти	НДТ включает в себя использование попутного нефтяного газа в качестве сжигаемого топлива при подогреве нефти и нефтегазоводяной жидкости для обеспечения ее транспортировки

№	Наименование НДТ	Примечание
НДТ 17	Поддержание пластового давления (закачка воды в пласт)	НДТ включает метод разработки нефтяных месторождений, позволяющий обеспечивать высокие текущие дебиты нефтяных скважин поддержанием пластового давления закачкой воды в пласт, с целью вытеснения нефти к забою добывающих скважин и достижения повышенного отбора извлекаемых запасов нефти
НДТ 18	Добыча углеводородов на морских нефтяных платформах	НДТ включает метод добычи углеводородов на морском и океанском шельфе с использованием морских нефтяных платформ

Приложение В
(обязательное)

Показатели ресурсной и энергетической эффективности

В.1. Краткая характеристика отрасли с точки зрения ресурсо- и энергопотребления

Технологические процессы добычи нефти характеризуются высоким ресурсо- и энергопотреблением. На объемы ресурсо- и энергопотребления добывающей промышленности оказывают влияние такие факторы, как регион добычи, сложность условий добычи, способ добычи, характеристики добываемой нефтегазоводяной смеси и другое.

Ресурсоемкость производства продукции - показатель, который отражает степень эффективности использования ресурсов предприятия при производстве единицы продукции. Данный показатель может быть применен к материалам, энергии, сырью, топливу и т.д.

Рациональное использование топливно-энергетических ресурсов– это использование ресурсов, обеспечивающее достижение максимальной эффективности при существующем уровне развития техники и технологии, с учетом ограниченности их запасов и соблюдения требований снижения техногенного воздействия на окружающую среду и других требований общества.

Основными топливно-энергетическими ресурсами на нефтегазодобывающих предприятиях являются:

– природный газ;
– попутный (нефтяной) газ;
– электрическая энергия;
– тепловая энергия в виде пара и горячей воды;
– моторное топливо.

Наиболее значимым ресурсом, потребляемым предприятиями по добыче нефти, является топливный газ; на ряде предприятий топливный газ тратится на выработку электроэнергии на собственных генерирующих установках.

Снизить потребление электроэнергии позволяют следующие мероприятия::

- повышение эффективности работы насосного оборудования, оптимизации насосных систем (снижение потребления энергии насосами на 10–50 %);
- оптимизация систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха (снижение потребления энергии на 10–50 %);
- повышение эффективности работы трансформаторного оборудования;
- выявление возможностей для оптимизации утилизации энергии в пределах установки, с передачей энергии между системами внутри установки и (или) третьей стороне (сторонам) (снижение потребления топлива и других энергоресурсов в рамках одной установки, потенциал энергосбережения в зависимости от технологии 1–30 %);

- поиск возможностей для когенерации; при этом потребители могут находиться в пределах установки или за ее пределами (третья сторона);
- поддержание уровня квалификации персонала в сфере энергоэффективности и энергопотребляющих систем;
- повышение эффективности использования электроэнергии в системах освещения и других мероприятий.

В.2. Основные технологические процессы, связанные с использованием энергии

Потребление и генерация электро- и тепловой энергии являются одним из важнейших аспектов при добыче нефтегазоводяной смеси. Энергоресурсы необходимы на стадиях добычи, сбора и транспортировки продукции нефтяных скважин, подготовки нефти и газа, поддержания пластового давления, учета и транспортировки продукции перед передачей потребителю. На большинстве предприятий для выработки электро- и тепловой энергии используется попутный нефтяной газ.

В.3. Уровни потребления

Информация об уровнях потребления энергии для основных технологических процессов приведена в соответствующих подразделах раздела 3 «Текущие уровни эмиссии в окружающую среду».

В.4. Показатели ресурсной и энергетической эффективности объектов добычи нефти

Перечень наилучших доступных технологий, направленных на повышение энергоэффективности и ресурсной эффективности приведен в таблице В.1.

Таблица В.1 – Наилучшие доступные технологий, направленные на повышение энергоэффективности и ресурсной эффективности

Номер и наименование НДТ	Краткое описание	Раздел справочника
НДТ 2. Системы энергетического менеджмента	НДТ включает инструменты повышения энергоэффективности и сокращения негативного воздействия на окружающую среду	ИТС НДТ 28-2021, Раздел 5, п.5.1
НДТ 9. Использование попутного нефтяного газа для выработки тепловой энергии	НДТ заключается в использовании добываемого и уже подготовленного попутного нефтяного газа для выработки тепловой энергии на собственные нужды предприятия	ИТС НДТ 28-2021, Раздел 5, п.5.2
НДТ 10. Использование попутного нефтяного газа для выработки электрической энергии	НДТ заключается в использовании добываемого попутного нефтяного газа для выработки электрической энергии	ИТС НДТ 28-2021, Раздел 5, п.5.2

Номер и наименование НДТ	Краткое описание	Раздел справочника
НДТ 11. Использование попутного нефтяного газа для закачки в подземные хранилища газа	НДТ заключается в использовании добываемого попутного нефтяного газа для закачки попутного нефтяного газа в подземные хранилища газа с целью последующего рационального использования. Указанный способ позволяет достигать высоких значений уровня использования попутного нефтяного газа. В данном случае попутный газ, получаемый в процессе добычи нефти, поступает на технологические нужды промысла: используется для работы газотурбинной электростанции, является топливом для печей нагрева нефти и котельных и т.д.	ИТС НДТ 28-2021, Раздел 5, п.5.2
НДТ 12. Использование попутного нефтяного газа для закачки в пласт с целью поддержания пластового давления	Данная технология включает в себя закачку подготовленного попутного нефтяного газа в нефтеносный пласт, что позволяет эффективно поддерживать уровень пластового давления и соответственно уровень добычи нефти на месторождении.	ИТС НДТ 28-2021, Раздел 5, п.5.2
НДТ 13. Подача попутного нефтяного газа в систему магистральных газопроводов	НДТ заключается в создании технологической инфраструктуры для подачи добываемого попутного нефтяного газа в систему магистральных трубопроводов с целью повышения эффективности его использования.	ИТС НДТ 28-2021, Раздел 5, п.5.2
НДТ 14. Использование попутного нефтяного газа для передачи его на газоперерабатывающий завод (на переработку)	НДТ заключается создании технологической инфраструктуры для передачи попутного нефтяного газа на газоперерабатывающие заводы с целью его дальнейшей глубокой переработки.	ИТС НДТ 28-2021, Раздел 5, п.5.2

Номер и наименование НДТ	Краткое описание	Раздел справочника
НДТ 15. Использование попутного нефтяного газа для подготовки нефти	НДТ включает в себя использование попутного нефтяного газа в качестве топлива для подготовки нефти, с использованием путевых подогревателей, печей подогрева нефти, сепараторов со встроенными нагревателями.	ИТС НДТ 28-2021, Раздел 5, п.5.2
НДТ 16. Использование попутного нефтяного газа для транспорта нефти	Данная технология включает в себя использование попутного нефтяного газа в качестве сжигаемого топлива при подогреве нефти и нефтегазоводяной жидкости для обеспечения её транспортировки.	ИТС НДТ 28-2021, Раздел 5, п.5.2

В.5. Целевые показатели ресурсной и энергетической эффективности

Целевые показатели ресурсной и энергетической эффективности для добычи нефти представлены в таблице В.2.

Таблица В.2 – Целевые показатели ресурсной и энергетической эффективности для добычи нефти

Этап добычи нефти	Целевой показатель	Единица измерения	Значение
Ресурсная эффективность			
Подготовка нефти, газа и воды	Потребление топлива (газового)	$м^3$/т подготавливаемого продукта (сумма нефти, газа, попутной воды)	Не более 34,1
Добыча углеводородов на морских нефтяных платформах (этап добычи, сбора и транспорта продукции нефтяных скважин и этап подготовки нефти, газа и воды)*	Потребление топлива (газового)	$м^3$/т добываемой нефтегазоводяной смеси	Не более 31,1
Энергетическая эффективность			
Добыча, сбор и транспорт продукции нефтяных скважин	Потребление электроэнергии	кВт·ч/т добываемой нефтегазоводяной смеси	Не более 335

Этап добычи нефти	Целевой показатель	Единица измерения	Значение
Подготовка нефти, газа и воды	Потребление электроэнергии	кВт·ч/т подготавливаемого продукта (сумма нефти, газа, попутной воды)	Не более 59
Добыча углеводородов на морских нефтяных платформах (этап добычи, сбора и транспорта продукции нефтяных скважин и этап подготовки нефти, газа и воды)*	Потребление электроэнергии	кВт·ч/т добываемой нефтегазоводяной смеси	Не более 332
*Целевые показатели рассчитываются как сумма показателей этапов добычи нефтегазоводяной смеси и подготовки нефти, газа и воды			

В.5. Перспективные технологии, направленные на повышение энергоэффективности и оптимизацию и сокращение ресурсопотребления

- Применение цифровых технологий;
- Улавливание, транспортировка, хранение и использование углекислого газа промышленных объектов;
- Акустический мониторинг технического состояния электродвигателей;
- Программное обеспечение для контроля освещения;
- Самозарядные минибатареи;
- Замкнутые системы водоснабжения;
- Использование центробежных насосов секционных с энергоэффективным дизайном в системе по закачке рабочего агента в пласт;
- ПАВ-полимерное заводнение.

Приложение Г
(обязательное)

Заключение по наилучшим доступным технологиям «Добыча нефти»

Г.1. Область применения

Настоящее Заключение НДТ распространяется на следующие основные виды деятельности:

- добыча нефти;
- добыча нефтяного (попутного) газа;
- предоставление услуг в области добычи нефти и нефтяного (попутного) газа;
- подготовка, переработка и использование на собственные нужды нефти и нефтяного (попутного) газа в районе разработки месторождения.

Заключение НДТ не распространяется на следующие виды деятельности:

- добыча горючих (битуминозных) сланцев и битуминозных песков и извлечение из них нефти;
- добыча природного газа и жидких углеводородов (конденсата);
- поисково-разведочные работы на нефтяных и газовых скважинах;
- разведочное и эксплуатационное бурение;
- очистка нефтепродуктов;
- разведка нефтяных месторождений и другие геофизические, геологические и сейсмические исследования;
- производство нефтепродуктов в процессе переработки нефти и конденсата;
- производство сжиженных углеводородных газов, широкой фракции легких углеводородов, сухого (отбензиненного) газа, этановой фракции, индивидуальных углеводородов (пропана, бутана, пентана), бензина газового стабильного, моторных топлив, конденсата газового стабильного и других углеводородов из нефтяного (попутного) газа.

Справочник НДТ не распространяется на процессы:

- строительство эксплуатационных и разведочных нефтяных и газовых скважин;
- консервация и ликвидация скважин и иных объектов добычи углеводородного сырья;
- транспорт нефти и нефтяного (попутного) газа вне промысла;
- обеспечение промышленной безопасности или охраны труда.

Основные виды экономической деятельности в соответствии с ОКВЭД 2, а также производимая продукция, наименование которой дано в соответствии с ОК 034-2014 (ОКПД), представлены в таблице Г.1.

Таблица Г.1 - Виды экономической деятельности и наименовании продукции, попадающие под действие Справочника НДТ

ОКПД 2	Наименование продукции по ОК 034-2014 (ОКПД)	Наименование вида деятельности ОКВЭД 2	ОКВЭД 2
06.1	Нефть	Добыча нефти и нефтяного (попутного) газа	06.1
		Добыча нефти и нефтяного (попутного) газа	06.10
06.10.10.100	Нефтегазоводяная смесь (скважинная жидкость)	Добыча нефти	06.10.1
06.10.10.200	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная		
06.10.10.210	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная малосернистая		
06.10.10.211	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная малосернистая особо легкая		
06.10.10.212	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная малосернистая легкая		
06.10.10.213	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная малосернистая средняя		
06.10.10.214	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная малосернистая тяжелая		
06.10.10.215	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная малосернистая битуминозная		
06.10.10.220	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная сернистая		
06.10.10.221	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная сернистая особо легкая		

ОКПД 2	Наименование продукции по ОК 034-2014 (ОКПД)	Наименование вида деятельности ОКВЭД 2	ОКВЭД 2
06.10.10.222	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная сернистая легкая		
06.10.10.223	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная сернистая средняя		
06.10.10.224	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная сернистая тяжелая		
06.10.10.225	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная сернистая битуминозная		
06.10.10.230	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная высокосернистая		
06.10.10.231	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная высокосернистая особо легкая		
06.10.10.232	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная высокосернистая легкая		
06.10.10.233	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная высокосернистая средняя		
06.10.10.234	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная высокосернистая тяжелая		
06.10.10.235	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная высокосернистая битуминозная		
06.10.10.240	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная особо высокосернистая		
06.10.10.241	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная особо высокосернистая особо легкая		
06.10.10.242	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная особо высокосернистая легкая		

ОКПД 2	Наименование продукции по ОК 034-2014 (ОКПД)	Наименование вида деятельности ОКВЭД 2	ОКВЭД 2
06.10.10.243	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная особо высокосернистая средняя		
06.10.10.244	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная особо высокосернистая тяжелая		
06.10.10.245	Нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная особо высокосернистая битуминозная		
06.20.10.120	Газ нефтяной попутный (газ горючий природный нефтяных месторождений)	Добыча нефтяного (попутного) газа	06.10.3
09.10	Услуги по добыче нефти и природного газа	Предоставление услуг в области добычи нефти и природного газа	09.10
19.20	Нефтепродукты	Разделение и извлечение фракций из нефтяного (попутного) газа	19.20.2
49.50.11	Услуги по транспортировке по трубопроводам нефти и нефтепродуктов	Транспортирование по трубопроводам нефти и нефтепродуктов	49.50.1

Дополнительные виды деятельности и соответствующие им справочники НДТ приведены в таблице Г.2.

Таблица Г.2 - Дополнительные виды деятельности при добыче нефти и соответствующие им справочники НДТ

Вид деятельности	Соответствующий справочник НДТ
Очистка сточных вод	ИТС НДТ 8 «Очистка сточных вод при производстве продукции (товаров), выполнении работ и оказании услуг на крупных предприятиях»
Обращение с отходами	ИТС НДТ 9 «Утилизация и обезвреживание отходов термическими способами»
	ИТС НДТ 15 «Утилизация и обезвреживание отходов (кроме обезвреживания термическим способом (сжигание отходов)»

Вид деятельности	Соответствующий справочник НДТ
	ИТС НДТ 17 «Размещение отходов производства и потребления»
Промышленные системы охлаждения	ИТС НДТ 20 «Промышленные системы охлаждения»
Очистка выбросов загрязняющих веществ	ИТС НДТ 22 «Очистка выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух при производстве продукции (товаров), а также при проведении работ и оказании услуг на крупных предприятиях»
Производственный экологический контроль	ИТС НДТ 22.1 «Общие принципы производственного экологического контроля и его метрологического обеспечения»
Производство энергии	ИТС НДТ 38 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
Хранение и складирование	ИТС НДТ 46 «Сокращение выбросов загрязняющих веществ, сбросов загрязняющих веществ при хранении и складировании товаров (грузов)»
Энергоэффективность	ИТС НДТ 48 «Повышение энергетической эффективности при осуществлении хозяйственной и (или) иной деятельности»

Г.2.Наилучшие доступные технологии

Наилучшие доступные технологии для этапов добычи нефти и соответствующие им технологические показатели приведены в таблице Г.3.

Таблица Г.3 – Наилучшие доступные технологии для этапов добычи нефти и соответствующие им технологические показатели

№	Наименование НДТ	Краткое описание НДТ	Технологический показатель	Единица изм.	Значение	Примечание	Ссылка на элемент справочника
Общепримениые НДТ в добыче нефти							
НДТ 1	Система экологического менеджмента	НДТ включает комплекс мер направленных на предотвращения загрязнений, связанных с производственно-хозяйственной деятельностью, защиту окружающей среды и постоянное улучшение общей экологической результативности предприятия	–	–	–	–	ИТС НДТ 28-2021, Раздел 5, п.5.1
НДТ 2	Система энергетическог о менеджмента	НДТ включает инструменты повышения энергоэффективности и сокращения негативного воздействия на окружающую среду	–	–	–	–	ИТС НДТ 28-2021, Раздел 5, п.5.1
НДТ 3	Система менеджмента измерений	НДТ включает комплекс мер направленных на управление измерительным оборудованием и процессами измерений, позволяющем контролировать достоверность результатов измерений характеристик, влияющих на качество продукции	–	–	–	–	ИТС НДТ 28-2021, Раздел 5, п.5.1
НДТ 4	Регламентная работа в штатной ситуации и наличие плана действий в	НДТ включает комплекс мер направленных на повышение эффективности работы добывающего предприятия в штатном режиме и на выявление и устранение неисправностей,	–	–	–	–	ИТС НДТ 28-2021, Раздел 5, п.5.1

№	Наименование НДТ	Краткое описание НДТ	Технологический показатель	Единица изм.	Значение	Примечание	Ссылка на элемент справочника
	нештатной или аварийной ситуации	приводящих к возникновению нештатных или аварийных ситуаций					
НДТ 5	Подготовка и обучение персонала	НДТ включает наличие у предприятия программы повышения квалификации персонала (стажировок, переподготовки, аттестаций и т.п.), задействованного в технологических процессах добычи нефти	–	–	–	–	ИТС НДТ 28-2021, Раздел 5, п.5.1
НДТ 6	Добыча, сбор и транспорт продукции нефтяных скважин	НДТ включает технологию добычи, сбора и транспорта продукции нефтяных скважин с использованием подъема продукции нефтяных скважин за счет природной (естественное и фонтанирование, бескомпрессорный газлифт, плунжерный лифт) и вводимой извне энергии (механизированная эксплуатация скважин, включающая способы глубинно-насосной эксплуатации и компрессорного газлифта) и транспортирование продукции до объекта подготовки	Метан	кг/т продукции (год)	Не более 61,65	Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей в данном процессе является нефтегазоводяная смесь, добытая непосредственно из скважин (т/год)	ИТС НДТ 28-2021, Раздел 5, п.5.2
			Углерода оксид		Не более 55,37		
			Углеводороды предельные C_6-C_{10}		Не более 27,49		
			Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)		Не более 25,16		
			Азота диоксид		Не более 2,66		
			Азота оксид		Не более 0,85		
НДТ 7	Подготовка нефти, газа и воды	НДТ включает технологические процессы подготовки нефти, газа и воды	Углерода оксид	кг/т продукции (год)	Не более 103,73	Продукцией для расчета удельных значений технологических	ИТС НДТ 28-2021,
			Метан		Не более 99,78		
			Азота диоксид		Не более 59,43		

№	Наименование НДТ	Краткое описание НДТ	Технологический показатель	Единица изм.	Значение	Примечание	Ссылка на элемент справочника
			Углеводороды предельные C_6-C_{10}		Не более 20,89	показателей для данного этапа является сумма всех продуктов получаемых на данном этапе: подготовленная (товарная) нефть, газ и вода (т/год)	Раздел 5, п.5.2
			Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)		Не более 13,32		
			Азота оксид		Не более 9,64		
НДТ 8	Хранение нефти	НТД распространяется на резервуары вертикальные и горизонтальные	Углеводороды предельные C_6-C_{10}	кг/т продукции (год)	Не более 10,29	Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей для данного этапа является нефти, прошедшая через резервуары (т/год)	ИТС НДТ 28-2021, Раздел 5, п.5.2
			Метан		Не более 6,49		
			Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)		Не более 4,08		
			Сероводород		Не более 0,22		
НДТ 9	Использование попутного нефтяного газа для выработки тепловой энергии	НДТ заключается в использовании добываемого и уже подготовленного попутного нефтяного газа для выработки тепловой энергии на собственные нужды предприятия	Азота оксид	кг/т продукции (год)	Не более 59,01	Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей для данного этапа является попутный нефтяной газ, используемый для выработки	ИТС НДТ 28-2021, Раздел 5, п.5.2
			Углерода оксид		Не более 27,63		
			Азота диоксид		Не более 20,20		
			Метан		Не более 2,79		
			Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)		Не более 0,92		

№	Наименование НДТ	Краткое описание НДТ	Технологический показатель	Единица изм.	Значение	Примечание	Ссылка на элемент справочника
						тепловой энергии (т/год)	
НДТ 10	Использование попутного нефтяного газа для выработки электрической энергии	НДТ заключается в использовании добываемого попутного нефтяного газа для выработки электрической энергии на собственные нужды предприятия	Углерода оксид	кг/т продукции (год)	Не более 88,27	Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей для данного этапа является попутный нефтяной газ, используемый для выработки электрической энергии (т/год)	ИТС НДТ 28-2021, Раздел 5, п.5.2
			Метан		Не более 15,01		
			Азота диоксид		Не более 55,61		
			Азота оксид		Не более 9,11		
			Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)		Не более 11,33		
			Серы диоксид		Не более 3,87		
НДТ 11	Использование попутного нефтяного газа для закачки в подземные хранилища газа	НДТ заключается в использовании добываемого попутного нефтяного газа для его закачки в подземные хранилища газа с целью последующего рационального использования	-	-	-	-	ИТС НДТ 28-2021, Раздел 5, п.5.2
НДТ 12	Использование попутного нефтяного газа для закачки в пласт с целью поддержания пластового давления	НДТ включает в себя закачку специально подготовленного попутного нефтяного газа обратно в нефтеносный пласт, для поддержания пластового давления с целью повышения эффективности добычи нефти на месторождении	Азота диоксид	кг/т продукции (год)	Не более 49,15	Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей для данного этапа является попутный нефтяной газ,	ИТС НДТ 28-2021, Раздел 5, п.5.2

№	Наименование НДТ	Краткое описание НДТ	Технологический показатель	Единица изм.	Значение	Примечание	Ссылка на элемент справочника
			Азота оксид		Не более 1,61	закачанный в пласт для поддержания пластового давления, и попутный нефтяной газ, используемый на оборудовании и установках, обеспечивающих закачку попутного нефтяного газа для поддержания пластового давления (т/год)	
			Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)		Не более 1,19		
			Сероводород		Не более 1,10		
			Углерода оксид		Не более 1,02		
НДТ 13	Подача попутного нефтяного газа в систему магистральных газопроводов	НДТ заключается в создании технологической инфраструктуры для подачи добываемого попутного нефтяного газа в систему магистральных трубопроводов с целью повышения эффективности его использования	Азота диоксид	кг/т продукции (год)	Не более 9,89	Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей для данного этапа является попутный нефтяной газ, поданный в систему магистральных трубопроводов, и попутный нефтяной газ, использованный на оборудовании и установках, обеспечивающих	ИТС НДТ 28-2021, Раздел 5, п.5.2
			Азота оксид		Не более 1,55		
			Углерода оксид		Не более 1,03		
			Метан		Не более 0,96		
			Углеводороды предельные C_6-C_{10}		Не более 0,36		

№	Наименование НДТ	Краткое описание НДТ	Технологический показатель	Единица изм.	Значение	Примечание	Ссылка на элемент справочника
						подачу попутного нефтяного газа в систему магистральных трубопроводов (т/год)	
НДТ 14	Использование попутного нефтяного газа для передачи его на газоперерабатывающий завод (на переработку)	НДТ заключается в создании технологической инфраструктуры для передачи попутного нефтяного газа на газоперерабатывающие заводы с целью его дальнейшей глубокой переработки	Метан	кг/т продукции (год)	Не более 6,75	Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей для данного этапа является попутный нефтяной газ, переданный на газоперерабатывающий завод, и попутный нефтяной газ, использованный на оборудовании и установках, обеспечивающих передачу попутного нефтяного газа на газоперерабатывающий завод (т/год)	ИТС НДТ 28-2021, Раздел 5, п.5.2
			Углеводороды предельные C_6-C_{10}		Не более 2,23		
			Углерода оксид		Не более 0,77		
			Сероводород		Не более 0,65		
			Азота диоксид		Не более 0,25		
			Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)		Не более 3,01		
			Азота оксид		Не более 0,09		
НДТ 15	Использование попутного нефтяного газа	НДТ включает в себя применение попутного нефтяного газа для подготовки нефти, с использованием	Серы диоксид	кг/т продукции (год)	Не более 48,02	Продукцией для расчета удельных значений технологических	ИТС НДТ 28-2021, Раздел 5, п.5.2
			Углерода оксид		Не более 45,72		
			Азота диоксид		Не более 35,15		
			Азота оксид		Не более 5,65		

№	Наименование НДТ	Краткое описание НДТ	Технологический показатель	Единица изм.	Значение	Примечание	Ссылка на элемент справочника
	для подготовки нефти	путевых подогревателей, печей подогрева нефти в качестве сжигаемого топлива	Метан		Не более 4,37	показателей для данного этапа является попутный нефтяной газ, использованный в качестве топлива при подготовке нефти (т/год)	
НДТ 16	Использование попутного нефтяного газа для транспорта нефти	НДТ включает в себя использование попутного нефтяного газа в качестве сжигаемого топлива при подогреве нефти и нефтегазоводяной жидкости для обеспечения ее транспортировки	Углерода оксид	кг/т продукции (год)	Не более 12,09	Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей для данного этапа является попутный нефтяной газ, использованный в качестве топлива (т/год)	ИТС НДТ 28-2021, Раздел 5, п.5.2
			Азота диоксид		Не более 4,06		
			Азота оксид		Не более 0,66		
			Метан		Не более 0,09		
			Серы диоксид		Не более 0,0015		
НДТ 17	Поддержание пластового давления (закачка воды в пласт)	НДТ включает метод разработки нефтяных месторождений, позволяющий обеспечивать высокие текущие дебиты нефтяных скважин поддержанием пластового давления закачкой воды в пласт, с целью вытеснения нефти к забою добывающих скважин и достижения повышенного отбора извлекаемых запасов нефти	Метан	кг/т продукции (год)	Не более 4,1139	Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей для данного этапа является закачанная в пласт вода (т/год)	ИТС НДТ 28-2021, Раздел 5, п.5.2
			Углерода оксид		Не более 0,1440		
			Углеводороды предельные C_6-C_{10}		Не более 0,1440		
			Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)		Не более 0,0828		

№	Наименование НДТ	Краткое описание НДТ	Технологический показатель	Единица изм.	Значение	Примечание	Ссылка на элемент справочника
			Азота диоксид		Не более 0,0108		
			Сероводород		Не более 0,0055		
			Азота оксид		Не более 0,0023		
НДТ 18	Добыча углеводородов на морских нефтяных платформах	НДТ включает метод добычи углеводородов на морском и океанском шельфе с использованием морских нефтяных платформ.	Метан	кг/т продукции (год)	Не более 1,07	Продукцией для расчета удельных значений технологических показателей в данном процессе является добытая на морской платформе нефть и попутный нефтяной газ (т/год)	ИТС НДТ 28-2021, Раздел 5, п.5.2
			Углерода оксид		Не более 1,33		
			Азота диоксид		Не более 0,76		
			Азота оксид		Не более 0,12		
			Серы диоксид		Не более 0,11		
Особые указания расчета технологических показателей при добычи нефти							
В расчеты технологических показателей по выше указанным НДТ не включены факельные установки с оборудованием в связи с тем, что учет выбросов от данного оборудования определен Постановлением Правительства РФ от 08.11.2012 г. № 1148 «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа» (вместе с «Положением об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа»). Указанное Постановление направлено на сокращение загрязнения атмосферного воздуха выбросами загрязняющих веществ и сокращения эмиссии парниковых газов, при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа и определяет предельно допустимое значение показателя сжигания на факельных установках и (или) рассеивания попутного нефтяного газа.							ИТС НДТ 28-2021, Раздел 5, п.5.3

Г.3. Производственный экологический контроль

Производственный экологический контроль эмиссий загрязняющих веществ проводится с целью подтверждения соблюдения требований комплексного экологического разрешения в части обеспечения соответствия фактических технологических показателей технологическим нормативам.

Для процессов добычи нефти система автоматического контроля выбросов может быть установлена предприятием в соответствии с требованиями действующего законодательства в инициативном порядке.

Таблица 4 – Перечень маркерных веществ, подлежащих контролю

Технологический этап добычи нефти	Маркерные вещества
Добыча, сбор и транспорт продукции нефтяных скважин (НДТ 6)	Азота диоксид
	Азота оксид
	Метан
	Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)
	Углеводороды предельные C_6-C_{10}
	Углерода оксид
Подготовка нефти, газа и воды (НДТ 7)	Азота диоксид
	Азота оксид
	Метан
	Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)
	Углеводороды предельные C_6-C_{10}
	Углерода оксид
Хранение нефти (НДТ 8)	Метан
	Сероводород
	Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)
	Углеводороды предельные C_6-C_{10}
Использование попутного нефтяного газа для выработки тепловой энергии (НДТ 9)	Азота диоксид
	Азота оксид
	Метан
	Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)
	Углерода оксид
Использование попутного нефтяного газа для выработки электрической энергии (НДТ 10)	Азота диоксид
	Азота оксид
	Метан
	Серы диоксид
	Углеводороды предельные C1-C5 (исключая метан)
	Углерода оксид
Использование попутного нефтяного газа для закачки в пласт с целью поддержания пластового давления (НДТ 12)	Азота диоксид
	Азота оксид
	Сероводород
	Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)
	Углерода оксид
Подача газа в систему магистральных газопроводов (НДТ 13)	Азота диоксид
	Азота оксид
	Метан

Технологический этап добычи нефти	Маркерные вещества
	Углеводороды предельные C_6-C_{10}
	Углерода оксид
Использование попутного нефтяного газа для передачи его на ГПЗ (на переработку) (НДТ 14)	Азота диоксид
	Азота оксид
	Метан
	Сероводород
	Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)
	Углеводороды предельные C_6-C_{10}
	Углерода оксид
Использование попутного нефтяного газа для подготовки нефти (НДТ 15)	Азота диоксид
	Азота оксид
	Метан
	Серы диоксид
	Углерода оксид
Использование попутного нефтяного газа для транспорта нефти (НДТ 16)	Углерода оксид
	Азота диоксид
	Азота оксид
	Метан
	Серы диоксид
Поддержание пластового давления (закачка воды в пласт) (НДТ 17)	Азота диоксид
	Азота оксид
	Метан
	Сероводород
	Углеводороды предельные C_1-C_5 (исключая метан)
	Углеводороды предельные C_6-C_{10}
	Углерода оксид
Добыча углеводородов на морских нефтяных платформах (НДТ 18)	Метан
	Углерода оксид
	Азота диоксид
	Азота оксид
	Серы диоксид

Для определения показателей выбросов от организованных источников используются преимущественно инструментальные методы, с учетом предусмотренных правил эксплуатации оборудования и проектной документации изготовителя. Измерения и расчет выбросов загрязняющих веществ проводятся на основании методик расчета выбросов загрязняющих веществ, включенных в перечень, который формируется и ведется уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти (Правила разработки и утверждения методик расчета выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух стационарными источниками, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 16.05.2016 г. N 422).

Библиография

1. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2019 году», Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, 2020.
2. ТЭК России – 2019 : ежегодный статистический сборник / Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. – 2020, июнь. – 64 с. – URL: https://ac.gov.ru/uploads/2-Publications/TEK_annual/TEK.2019.pdf
3. ТЭК России 2019. Функционирование и развитие, Министерство энергетики Российской Федерации, Москва 2020.
4. Годовой отчет ПАО «ЛУКОЙЛ» 2019 «Эффективная энергия», утвержденный годовым Общим собранием акционеров ПАО «ЛУКОЙЛ» (Протокол № 1 от 23.06.2020).
5. Годовой отчет ПАО «Сургутнефтегаз» 2019, утвержденный годовым общим собранием акционеров ПАО «Сургутнефтегаз» 30.06.2020 (Протокол № 31 от 30.06.2020).
6. Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2019 году», Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, 2020.
7. ТЭК России 2019. Функционирование и развитие, Министерство энергетики Российской Федерации, Москва 2020.
8. *Акульшин А. И.* Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: учебное пособие / А.И. Акульшин, В.С. Бойко, Ю.А. Зарубин, В.М. Дорошенко. – М.: Недра, 1989. – 480 с.
9. *Истомин В. А.* Технологии предупреждения гидратообразования в промышленных системах: проблемы и перспективы / В.А. Истомин, Р.М. Минигулов, Д.Н. Грицишин, В.Г. Квон // ГАЗОХИМИЯ. – 2009, ноябрь-декабрь. – С. 32–40.
10. *Грунвальд А. В.* Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 г. / А.В. Грунвальд // Нефтегазовое дело. – 2007. – № 2. – URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Grunvald/Grunvald_1.pdf
11. *Вакула Я. В.* Нефтегазовые технологии: Учебное пособие по дисциплине «Нефтегазовые технологии»/ Я.В. Вакула. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2006. – 168 с.
12. *Гуревич И. Л.* Технология переработки нефти и газа / И. Л. Гуревич ; под ред. А. Г. Сарданашвили, А. И. Скобло. – Часть 1. Общие свойства и первичные методы переработки нефти и газа. – Изд. 3-е, перераб. и доп.. – М.: Химия, 1972. – 359 с.
13. *Назаров А. А.* Факельные установки / А.А.Назаров, С.И. Поникаров. – Казань: КГТУ, 2010. – 118 с.
14. *Бунчук В. А.* Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа / В.А. Бунчук. – М.: Недра, 1977. — 366 с.

15. *Книжников А. Ю.* Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России – 2017 : обзор / А.Ю. Книжников, А.М. Ильин ; Всемирный фонд дикой природы (WWF). – Москва, 2017. — 32 с.
16. Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. N 7-ФЗ.
17. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 г. N 96-ФЗ.
18. Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 г. N 89-ФЗ.
19. Приказ Минприроды РФ от 28.02.2018 г. N 74 «Об утверждении требований к содержанию программы производственного экологического контроля, порядка и сроков представления отчета об организации и о результатах осуществления производственного экологического контроля».
20. Распоряжение Правительства РФ от 13.03.2019 г. N 428-р «Об утверждении видов технических устройств, оборудования или их совокупности (установок) на объектах I категории, стационарные источники выбросов загрязняющих веществ, сбросов загрязняющих веществ которых подлежат оснащению автоматическими средствами измерения и учета показателей выбросов загрязняющих веществ и (или) сбросов загрязняющих веществ, а также техническими средствами фиксации и передачи информации о показателях выбросов загрязняющих веществ и (или) сбросов загрязняющих веществ в государственный реестр объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду».
21. Правилами создания и эксплуатации системы автоматического контроля, утвержденные Постановлением Правительства РФ от 13.03.2019 г. N 262.
22. Требования к автоматическим средствам измерения и учета показателей выбросов загрязняющих веществ, а также требования к техническим средствам фиксации и передачи информации о показателях выбросов загрязняющих веществ в государственный реестр объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, утвержденные Постановлением Правительства РФ от 13.03.2019 г. N 263.
23. Правила определения технологии в качестве наилучшей доступной технологии, а также разработки, актуализации и опубликования информационно-технических справочников по наилучшим доступным технологиям, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 23.12.2014 г. № 1458.
24. Методические рекомендации по определению технологии в качестве наилучшей доступной технологии, утвержденные приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 23.08.2019 г. № 3134.
25. Экологическая промышленная политика, РСПП, 2014. – URL: https://www.rspp.ru/upload/iblock/799/3b4e2be673af36f8eeecaaba53fcaa1f.pdf
26. ГОСТ Р 56828.15-2016 «Наилучшие доступные технологии. Термины и определения».
27. Распоряжение Правительства РФ от 08.07.2015 г. № 1316-р «Об утверждении перечня загрязняющих веществ, в отношении которых

применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды».

28. Правила разработки и утверждения методик расчета выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух стационарными источниками, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 16.05.2016 г. N 422.