

ПРОЕКТ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ
И МЕТРОЛОГИИ

ИНФОРМАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ

СПРАВОЧНИК

ПО НАИЛУЧШИМ

ДОСТУПНЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ

ИТС 28— 2016

Добыча сырой нефти

Москва 2017

СОДЕРЖАНИЕ

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	7
Введение	9
Предисловие	10
Область применения	12
Раздел 1 Общая информация о нефтедобывающей отрасли промышленности.....	14
1.1 Количество предприятий и их географическое расположение	14
1.2 Свойства добываемых нефтей на территории РФ	20
1.3 Основные показатели нефтедобывающей промышленности РФ	23
1.4 Перспективы добычи нефти в Арктическом регионе	28
1.5 Основные проблемы нефтедобывающей отрасли	31
Раздел 2 Описание технологических процессов, используемых в нефтедобывающей промышленности	34
2.1 Строительство скважин	38
2.1.1 Промывка скважин	40
2.1.2 Амбарная и безамбарная технологии бурения.....	46
2.1.3 Крепление скважины.....	50
2.1.4 Освоение скважин.....	50
2.1.5 Морское бурение скважин.....	51
2.2 Сбор и транспорт продукции нефтяных скважин.....	54
2.2.1 Скважина	54
2.2.2 Куст скважин	57
2.2.3 Трубопроводы сбора и транспорта скважинной продукции	59
2.2.4 Установка ввода реагента в трубопровод	63
2.2.5 Установка путевого подогрева нефти	65

2.2.6	Установка для приготовления растворов для ремонта скважин.....	65
2.2.7	Дожимная насосная станция	66
2.2.8	Узлы учета.....	67
2.2.9	Пункты налива нефти в авто-и/или железнодорожные цистерны....	69
2.2.10	Компрессорная станция газлифтной эксплуатации скважин	74
2.3	Подготовка нефти, попутного нефтяного газа и воды	76
2.3.1	Установка подготовки нефти	77
2.3.2	Установка стабилизации нефти (УСН)	80
2.3.3	Установка предварительного сброса пластовой воды (УПСВ)	82
2.3.4	Газокомпрессорная станция (ГКС)	86
2.3.5	Установка подготовки нефтяного газа	86
2.4	Поддержание пластового давления.....	88
2.4.1	Система заводнения продуктивных пластов	89
2.4.2	Кустовая насосная станция для закачки пресной воды в пласт	95
2.4.3	Водораспределительная станция.....	97
2.4.4	Установки для приготовления и дозирования реагентов.....	98
2.4.5	Система закачки в продуктивный пласт газа высокого давления и углеводородных растворителей	100
2.5	Методы воздействия на пласт.....	101
	Система закачки в пласт пара или горячей воды высокого давления	101
	Установка внутрипластового горения	103
2.6	Вспомогательные процессы	104
2.6.1	Энергоснабжение	104
2.6.2	Системы охлаждения	106
2.6.3	Водоснабжение.....	107
2.6.4	Резервуарный парк.....	108
Раздел 3	Текущие уровни эмиссий в окружающую среду	112
3.1	Экологических воздействий в целом по месторождению нефти... ..	112
3.2	Строительство скважин	116

3.3	Сбор и транспорт продукции нефтяных скважин.....	125
3.3.1	Скважина	125
3.3.2	Трубопроводы сбора и транспорта скважинной продукции	128
3.3.3	Установка ввода реагента в трубопровод	130
3.3.4	Установка путевого подогрева нефти	131
3.3.5	Установка для приготовления растворов для ремонта скважин.....	131
3.3.6	Дожимная насосная станция	134
3.3.7	Узлы учета.....	135
3.3.8	Пункты налива нефти в авто-и/или железнодорожные цистерны..	136
3.3.9	Компрессорная станция газлифтной эксплуатации скважин	143
3.4	Подготовка нефти, попутного нефтяного газа и воды	144
3.4.1	Установка подготовки нефти	144
3.4.2	Установка предварительного сброса пластовой воды (УПС)	149
3.4.3	Газокомпрессорная станция (КС)	150
3.4.4	Установка подготовки нефтяного газа	150
3.4.5	Установка для улавливания нефтяных газов, выбрасываемых из технологического оборудования.....	155
3.4.6	Факельная система.....	159
3.5	Поддержание пластового давления.....	167
3.5.1	Система заводнения продуктивных пластов	167
3.5.2	Кустовая насосная станция для закачки пресной воды в пласт	167
3.5.3	Водораспределительная станция.....	167
3.5.4	Установки для приготовления и дозирования реагентов	168
3.5.5	Система закачки в продуктивный пласт газа высокого давления и углеводородных растворителей.....	168
3.6	Методы воздействия на пласт.....	169
3.6.1	Система закачки в пласт пара или горячей воды высокого давления	169
3.6.2	Установка внутрислоевого горения.....	169

3.7	Вспомогательные процессы	169
3.7.1	Энергоснабжение	169
3.7.2	Системы охлаждения	174
3.7.3	Водоснабжение.....	176
3.7.4	Канализация и очистные сооружения	179
3.7.5	Образование отходов.....	188
3.7.6	Утилизация отходов	189
3.7.7	Резервуарный парк.....	195
3.8	Определение маркерных веществ.....	200
3.8.1	Перечень загрязняющих веществ, входящих в состав выбросов нефтяных предприятий	209
3.8.2	Перечень загрязняющих веществ, входящих в состав сбросов нефтяных предприятий	211
3.8.3	Перечень химических веществ, входящих в состав отходов производства нефтяных предприятий	212
Раздел 4	Определение наилучших доступных технологий.....	214
4.1	Общая методология определения технологий добычи нефти в качестве НДТ	214
4.2	Методы, позволяющие пошагово рассмотреть несколько технологий и выбрать наилучшую доступную технологию	217
Раздел 5	Наилучшие доступные технологии	239
5.1	Эксплуатации скважин	239
5.2	Установки предварительного сброса воды.....	241
5.3	Промысловая подготовка нефти.....	242
5.4	Подготовка и закачка воды в пласт.....	243
5.5	Резервуарный парк.....	245
5.6	Энергетические системы.....	246
5.7	Трубопроводы сбора и транспорта скважинной продукции.....	247
5.8	Система охлаждения.....	248

5.9	Утилизация попутного нефтяного газа.....	249
5.10	Образование отходов.....	250
Раздел 6	Экономические аспекты реализации наилучших доступных технологий.....	252
Раздел 7	Перспективные технологии.....	270
	Список использованных источников	276

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

НДТ – наилучшие доступные технологии

ОС – окружающая среда

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль

ПНГ – попутный нефтяной газ

ГТЭС – газотурбинная электростанция

ГПЭС – газопоршневая электростанция

УПСВ – установок предварительного сброса воды

ППД – поддержание пластового давления

ТЭР – топливно-энергетические ресурсы

ГПЗ – газоперерабатывающий завод

ДНС – дожимная насосная станция

ОБТК – Объединенного Берегового Технологического Комплекса

ИБР – известково-битумный раствор

ОГР – раствор на основе органоглин

БШ – буровых шламов

БСВ – буровых сточных вод

ПАВ – поверхностно-активные вещества

НКТ – насосно-компрессорные трубы

УСП – участковый сборный пункт

ЦСП – центральный сборный пункт

БДР – блоки дозирования реагентов

ЦППН – центральный пункт подготовки и перекачки нефти

АГЗУ – автоматизированные групповые замерные установки

МНГС – морские нефтегазовые сооружения
ППС – промывочно-пропарочные станции
МРП – межремонтный период
ВНЭ – водонефтяная эмульсия
УПН – установках подготовки нефти
УКПН – установках комплексной подготовки нефти
УСН – установка стабилизации нефти
НПЗ – нефтеперерабатывающий завод
УПСВ – установках предварительного сброса воды
РВС – вертикальные стальные резервуары
ГКС – газокompрессорной станцией
БКНС – блочные кустовые насосные станции
ЛОС – летучие органические соединения
ДЭА – диэтанол амин

Введение

Настоящий справочник содержит информацию:

- а) об области его применения;
- б) о нефтедобывающей отрасли промышленности в Российской Федерации;
- в) о технологических процессах, применяемых в настоящее время на объектах добычи нефти в Российской Федерации;
- г) о текущих уровнях эмиссий в окружающую среду на объектах добычи нефти в Российской Федерации;
- д) о наилучших доступных технологиях в нефтедобывающей промышленности Российской Федерации;
- в) о перспективных технологиях.

Основными законодательными документами, использовавшимися при разработке справочника, являются:

- а) Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ;
- б) Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 № 96-ФЗ;
- в) Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 № 89-ФЗ;
- г) Постановление Правительства РФ «О порядке определения технологии в качестве наилучшей доступной технологии, а также разработки, актуализации и опубликования информационно-технических справочников по наилучшим доступным технологиям» от 23.12.2014 № 1458.

Предисловие

Цели, основные принципы и порядок разработки справочника установлены Постановлением Правительства Российской Федерации от 23.12.2014 № 1458 «О порядке определения технологии в качестве наилучшей доступной технологии, а также разработки, актуализации и опубликования информационно-технических справочников по наилучшим доступным технологиям».

Статус документа

Настоящий информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям (далее — справочник) является документом по стандартизации.

Информация о разработчиках

Справочник разработан технической рабочей группой № 28, созданной приказом Росстандарта от 09 сентября 2016 г. № 1295.

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

Краткая характеристика

Справочник содержит описание применяемых при добыче природного газа технологических процессов, оборудования, технических способов, методов, в том числе позволяющих снизить негативное воздействие на окружающую среду, водопотребление, повысить энергоэффективность, ресурсосбережение. Среди описанных технологических процессов, оборудования, технических способов, методов определены решения, являющиеся наилучшими доступными технологиями (НДТ). Для НДТ в справочнике установлены соответствующие ей технологические показатели.

Взаимосвязь с международными, региональными аналогами

Международный и региональный аналог настоящему ИТС НДТ отсутствует.

При разработке ИТС НДТ был учтен опыт создания справочников Европейского союза по наилучшим доступным технологиям (Reference Book on Best Available Techniques) , информационно-технических справочников Российской Федерации, а также учтены технологические, экологические и экономические особенности добычи углеводородного сырья в российских газодобывающих компаниях.

Сбор данных

Информация о технологических процессах, оборудовании, технических способах, методах, применяемых при добыче природного газа в Российской Федерации, была собрана в процессе разработки справочника в соответствии с Порядком сбора данных, необходимых для разработки информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям и анализа приоритетных проблем отрасли, утвержденным приказом Росстандарта от 23 июля 2015 г. №863.

Взаимосвязь с другими справочниками НДТ

Взаимосвязь настоящего справочника НДТ с другими справочниками НДТ, разрабатываемыми в соответствии с Распоряжением правительства Российской Федерации от 31 октября 2014 года № 2178-р, приведена в разделе «Область применения».

Информация об утверждении, опубликовании и введении в действие

Справочник утвержден приказом Росстандарта от _____ г. № _____.

Справочник введен в действие с _____., официально опубликован в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет .

Область применения

Настоящий ИТС НДТ распространяется на добычу нефти и включает следующие основные виды деятельности:

- а) добычу нефти;
- б) деятельность по эксплуатации и/или разработке нефтяных месторождений (деятельность может включать оснащение и оборудование скважин, эксплуатацию промысловых сепараторов, деэмульгаторов, трубопроводов и все прочие виды деятельности по подготовке углеводородного сырья, для перевозки от места добычи до пункта отгрузки или поставки).

Настоящий ИТС НДТ не рассматривает:

- а) добычу природного газа;
- б) добычу газового конденсата;
- в) добычу горючих (битуминозных) сланцев и битуминозных песков и извлечение из них нефти;
- г) услуги по добыче нефти и газа за вознаграждение или на контрактной основе;
- д) поисково-разведочные работы на нефтяных и газовых скважинах;
- е) разведочное бурение;
- ж) очистку нефтепродуктов;
- и) разведку нефтяных месторождений и другие геофизические, геологические и сейсмические исследования;
- к) процессы консервации и ликвидации скважин и иных объектов добычи углеводородного сырья.

ИТС НДТ распространяется на процессы, связанные с основными видами деятельности, которые могут оказать влияние на ресурсоэффективность, характер и масштаб воздействия на окружающую среду:

- а) хранение и подготовка сырья;
- б) производственные процессы;

в) методы предотвращения и сокращения эмиссий и образования отходов.

ИТС НДТ не распространяется на:

а) некоторые процессы вспомогательного производства, такие как работа станков в ремонтных мастерских, вертолетные площадки, объекты охраны/сигнализации, пожарные депо, автотранспортное хозяйство; вентиляция и др.

б) вопросы, касающиеся исключительно обеспечения промышленной безопасности или охраны труда.

Отдельные виды деятельности при добыче углеводородного сырья (таблица 1) регулируются соответствующими федеральными справочниками НДТ.

Таблица 1 – Виды деятельности и соответствующие им справочники НДТ

Вид деятельности	Соответствующий справочник НДТ
Очистка сточных вод	Очистка сточных вод при производстве продукции (товаров), выполнении работ и оказании услуг на крупных предприятиях
	Очистка сточных вод с использованием централизованных систем водоотведения поселений, городских округов
Обращение с отходами	Обезвоживание отходов термическим способом (сжигание отходов)
	Захоронение отходов производства и потребления
Промышленные системы охлаждения, например градирни, пластинчатые теплообменники	Промышленные системы охлаждения
Хранение и обработка материалов	Сокращение выбросов загрязняющих веществ при хранении и складировании товаров (грузов)
Выработка пара и электроэнергии на тепловых станциях	Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии
Вопросы производственно-экологического контроля	Общие принципы производственного экологического контроля и его метрологического обеспечения

Раздел 1 Общая информация о нефтедобывающей отрасли промышленности

1.1 Количество предприятий и их географическое расположение

Россия является одним из крупных держателей запасов нефти, на ее территории находится не менее 8% мировых запасов. Две трети их сосредоточены в Западной Сибири, значительные запасы разведаны также в Урало-Поволжском регионе, Красноярском крае, Иркутской области, Республике Саха (Якутия) (рисунок 1). В Западной Сибири так же сосредоточена половина прогнозных и 40 % перспективных ресурсов нефти.

Ресурсы морских акваторий РФ составляют менее 20% российских [1], однако запасы акваторий практически не разрабатывались. Возможности открытия новых объектов на шельфах Каспийского, Черного и Азовского морей оцениваются высоко, а перспективные ресурсы нефти акваторий достигают 1,4 млрд т. Изученность российских шельфов крайне неравномерна: при относительно хорошо изученных шельфах Балтийского и южных морей, шельфе о. Сахалин и южной части Баренцева моря гигантские акватории арктических морей (северные районы Карского и Баренцева моря, Восточно-Сибирское, море Лаптевых и Чукотское) исследованы недостаточно, и перспективы их пока не ясны [2].

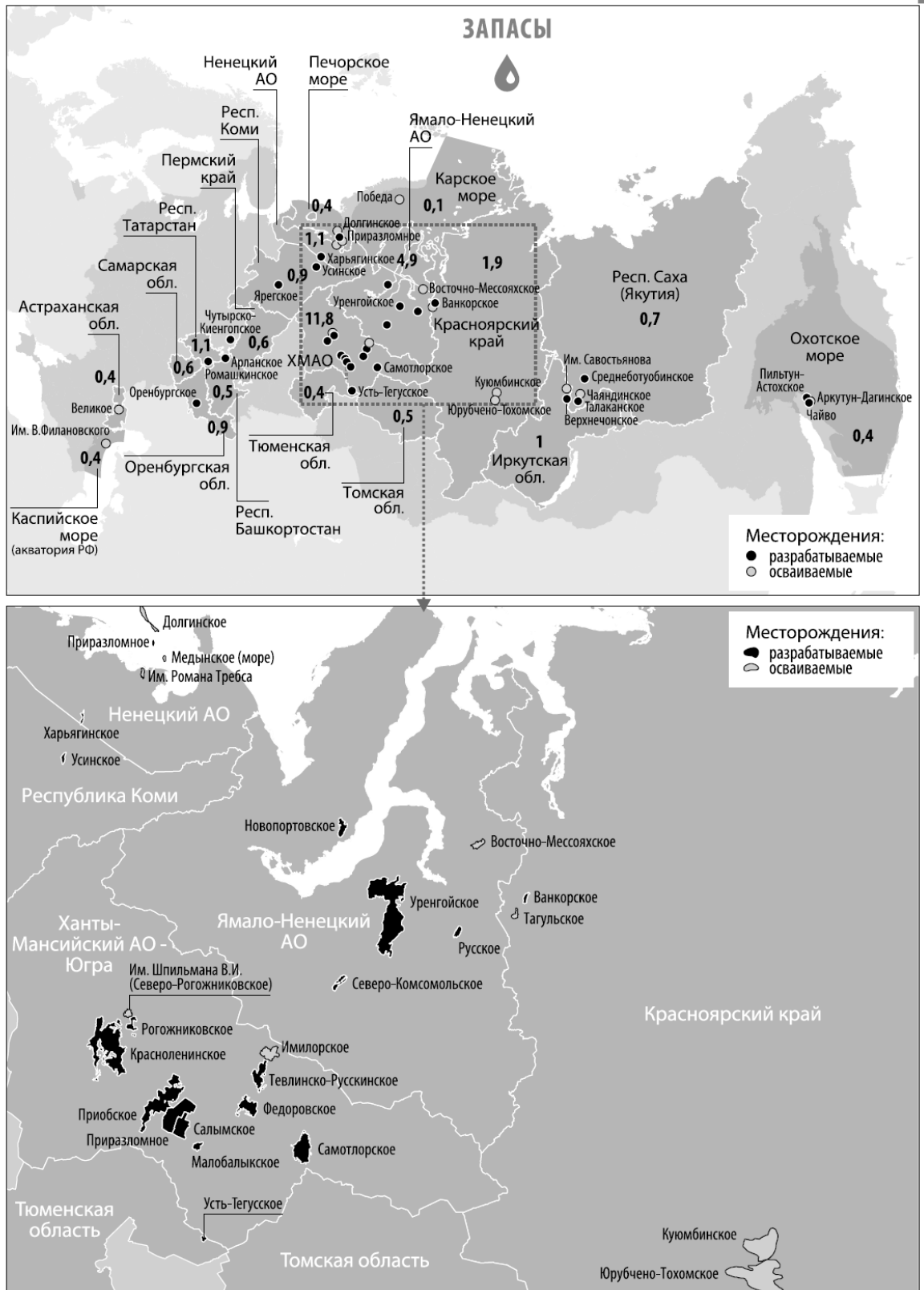


Рисунок 1 – Основные месторождения нефти и распределение ее запасов по важнейшим субъектам Российской Федерации и ее шельфам, млрд т

В настоящее время добычу нефти в России осуществляют около 320 организаций, в том числе около 140 компаний, входящих в структуру вертикально интегрированных нефтегазовых компаний (ВИНК), 180 организаций относятся к числу независимых добывающих компаний, 3 компании работают на условиях соглашений о разделе продукции.

Около 90% всей добычи нефти в России приходится на восемь ВИНК: «Роснефть», ЛУКОЙЛ, «Сургутнефтегаз», «Группа Газпром» (включая «Газпром нефть»), «Татнефть», «Башнефть», «Русс Нефть» [3].

Государственным балансом запасов полезных ископаемых Российской Федерации учитывается 2985 месторождений с запасами нефти, в том числе 2427 нефтяных и 558 комплексных (нефтегазовых, газонефтяных и нефтегазоконденсатных) (таблица 2).

Таблица 2 – Основные месторождения нефти [2]

Недропользователь, месторождение	Тип	Компания	Доля в балансовых запасах РФ, %
1	2	3	4
Салымское, Западно-Сибирский НГБ (ХМАО)	Нефтяное	ПАО «НК Роснефть»	0,6
Северо-Комсомольское, Западно-Сибирский НГБ (ЯНАО)	Нефтегазоконденсатное		0,6
Победа, Западно-Сибирский НГБ (Карское море)	Нефтяное		0,4
Им. Савостьянова, Лено-Тунгусский (Иркутская область)	Нефтегазоконденсатное		0,5
Ванкорское**, Западно-Сибирский НГБ (Красноярский край)	Нефтегазоконденсатное	ЗАО «Ванкорнефть»	1,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
Тагульское**, Западно-Сибирский НГБ (Красноярский край)	Нефтегазоконденсатное	ПАО «Тагульское»	1
Приразломное**, Западно-Сибирский НГБ (ХМАО)	Нефтяное	ПАО «НК "Роснефть"», ПАО «НАК "Аки-Отыр"»	1,8
Приобское**, Западно-Сибирский НГБ (ХМАО)	Нефтяное	ПАО «НК "Роснефть"», ПАО «Газпромнефть-Хантос», ПАО НК «Конданефть»	5,3
Самотлорское, Западно-Сибирский НГБ (ХМАО)	Нефтегазоконденсатное	ПАО «Самотлорнефтегаз», ПАО «РН-Нижневартовск», ЗАО «Черногорское», ЗАО «СибИнвестНафта»	3,2
Русское, Западно-Сибирский НГБ (ЯНАО)	Газонефтяное	ПАО «Тюменнефтегаз»	1,4
Верхнечонское, Лено-Тунгусский НГБ (Иркутская область)	Нефтегазоконденсатное	ПАО «Верхнечонскнефтегаз»	0,6
Усть-Тегусское, Западно-Сибирский НГБ (Тюменская область)	Нефтяное	ПАО «РН-Уватнефтегаз»	0,3
Чутырско-Киенгопское**, Волго-Уральский НГБ (Удмуртская Республика)	Газонефтяное	ПАО «Удмуртнефть»	0,2
Красноленинское**, Западно-Сибирский НГБ (ХМАО)	Нефтегазоконденсатное	ПАО «РН-Няганьнефтегаз», ПАО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ПАО «Газпромнефть-Хантос», ПАО «Инга», ПАО «Транс-Ойл»	4
Среднеботуобинское, Лено-Тунгусский НГБ (Республика Саха (Якутия))	Нефтегазоконденсатное	ПАО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», ЗАО «РОСТНЕФТЕГАЗ»	0,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
Тевлинско-Русскинское, Западно-Сибирский НГБ (ХМАО)	Нефтяное	ПАО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	0,4
Имилорское, Западно-Сибирский НГБ (ХМАО)	Нефтяное		0,6
Усинское, Тимано-Печорский НГБ (Республика Коми)	Нефтяное	ПАО «ЛУКОЙЛ-Коми»	1,1
Ярегское, Тимано-Печорский НГБ (Республика Коми)	Нефтяное	ПАО «ЛУКОЙЛ-Коми», ПАО «ЯрегаРуда»	0,5
Им. В.Филановского, Северо-Кавказско–Мангышлакский НГБ (Каспийское море)	Нефтяное	ПАО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»	0,4
Харьягинское, Тимано-Печорский НГБ (Ненецкий АО)	Нефтегазоконденсатное	ПАО «ЛУКОЙЛ-Коми», СП «Тоталь Разведка Разработка Россия»	0,3
Федоровское, Западно-Сибирский НГБ (ХМАО)	Нефтегазоконденсатное	ПАО «Сургутнефтегаз»	0,9
Рогожниковское, Западно-Сибирский НГБ (ХМАО)	Нефтяное		0,4
Им. Шпильмана В.И. (Северо-Рогожниковское), Западно-Сибирский НГБ (ХМАО)	Нефтяное		0,3
Талаканское, Лено-Тунгусский НГБ (Республика Саха (Якутия))	Нефтегазоконденсатное		0,4
Ромашкинское, Волго-Уральский НГБ (Республика Татарстан, Самарская область)	Нефтяное	ПАО «Татнефть»	1
Им. Романа Трещина, Тимано-Печорский НГБ (Ненецкий АО)	Нефтяное	ПАО «Башнефть-Полюс»	0,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
Арланское, Волго-Уральский НГБ (Республика Башкортостан, Удмуртская Республика)	Нефтяное	ПАО «АНК "Башнефть"», ПАО «Белкамнефть»	0,2
Куюмбинское, Лено-Тунгусский НГБ (Красноярский край)	Нефтегазоконденсатное	ПАО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»	1,1
Чаяндинское**, Лено-Тунгусский НГБ (Республика Саха (Якутия))	Нефтегазоконденсатное	ПАО «Газпром»	0,2
Уренгойское, Западно-Сибирский НГБ (ЯНАО)	Нефтегазоконденсатное	ПАО «Газпром добыча Уренгой», ЗАО «Роспан интернешнл», ПАО «Арктикгаз», ПАО «Севернефть-Уренгой», ПАО «Уренгойская газовая компания», ПАО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	1,9
Оренбургское, Волго-Уральский НГБ (Оренбургская область)	Нефтегазоконденсатное	ЗАО «Газпром нефть Оренбург», ПАО «Газпром добыча Оренбург»	0,5
Новопортовское, Западно-Сибирский НГБ (ЯНАО)	Нефтегазоконденсатное	ПАО «Газпром нефть Новый Порт»	0,8
Долгинское, Тимано-Печорский НГБ (Печорское море)	Нефтяное	ПАО «Газпромнефть-Сахалин»	0,8
Приразломное, Тимано-Печорский НГБ (Печорское море)	Нефтяное	ПАО «Газпром нефть шельф»	0,3
Юрубчено-Тохомское, Лено-Тунгусский НГБ (Красноярский край)	Нефтегазоконденсатное	ПАО «ВСНК», ПАО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», ПАО «НК"Роснефть"»	1,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
Восточно-Мессояхское, Западно-Сибирский НГБ (ЯНАО)	Нефтегазоконденсатное	ЗАО «Мессояханефтегаз»	1,1
Медынское (море), Тимано-Печорский НГБ (Печорское море)	Нефтяное	ЗАО «Арктикшельфнефтегаз»	0,3
Пильтун-Астохское, Охотский НГБ (Охотское море)	Нефтегазоконденсатное	«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд»	0,3
Аркутун-Дагинское, Охотский НГБ (Охотское море)	Нефтегазоконденсатное	Консорциум «Эксон Нефтегаз Лтд»	0,4
Чайво, Охотский НГБ (Охотское море)	Нефтегазоконденсатное	Консорциум «Эксон Нефтегаз Лтд», ПАО «НК"Роснефть"»	0,2
Великое**, Прикаспийский НГБ (Астраханская область)	Нефтяное	ЗАО «Нефтегазовая компания "АФБ"», ПАО «Астрахань-Нефть»	1,1

1.2 Свойства добываемых нефтей на территории РФ

В соответствии с ГОСТом Р 51858—2002 «НЕФТЬ. Общие технические условия» *нефть сырая* - это жидкая природная ископаемая смесь углеводородов широкого физико-химического состава, которая содержит растворенный газ, воду, минеральные соли, механические примеси и служит основным сырьем для производства жидких энергоносителей (бензина, керосина, дизельного топлива, мазута), смазочных масел, битумов и кокса [4].

Определение качества нефти, добываемой из различных месторождений на территории страны, имеет важное значение с точки зрения экспорта нефти. Выделяют такие основные характеристики сырой нефти: плотность, массовая доля серы, массовая доля парафина и фракционный состав. В ТУ 39-1623-93 «Нефть российская, поставляемая для экспорта» по перечисленным физико-химическим свойствам нефть разделена на четыре типа (таблица 3) [5].

Таблица 3 – Классификация сырой нефти

№	Показатель	Тип сырой нефти			
		1	2	3	4
1	Плотность при 20°C, кг/м ³ , не более	850	870	890	895
2	Выход фракций, % объемных, не менее:	-	-	-	-
2.1	при температуре до 200°C	25	21	21	19
2.2	при температуре до 300°C	45	43	41	35
2.3	при температуре до 350°C	55	53	50	48
3	Массовая доля серы, %, не более	0,6	1,8	2,5	3,5
4	Массовая доля парафина, %, не более	6	6	6	не нормируется

Распределение нефтей по нефтегазовым регионам России приведено в таблице 4. Нефтей 1-го типа по плотности больше всего находится в Лено-Тунгусской НГП (около 75% от всех нефтей провинции), а меньше всего таких нефтей в Волго-Уральской провинции (около 31%). Для таких провинций, как Северо-Кавказская, Тимано-Печорская, Западно-Сибирская и Лено-Виллюйская, количество нефтей 1-го типа по плотности примерно одинаково и не превышает 59%.

Количество нефтей 1-го типа по содержанию серы больше всего в Северо-Кавказской и Лено-Виллюйской НГП (99 % и 97 % соответственно от всех нефтей этих провинций) и меньше всего в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (около 14%). Нефтей, выше по содержанию серы 4го типа, на территории России практически нет, исключение составляют нефти Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (около 10% от всех нефтей провинции) и Тимано-Печорской (0,8%).

Таблица 4 – Распределение нефтей нефтегазоносных провинций России по 5 типам [6]

<i>Тип нефти</i>	<i>Охотская</i>	<i>Северо-Кавказская</i>	<i>Тимано-Печорская</i>	<i>Лено-Тунгусская</i>	<i>Западно-Сибирская</i>	<i>Волго-Уральская</i>	<i>Лено-Вилуйская</i>	<i>Енисейско-Анабарская</i>
Классификация нефтей по плотности (%)								
1	33,48	55,07	58,78	74,39	56,91	30,54	58,33	72,22
2	23,21	19,59	22,04	8,13	23,21	18,31	11,11	11,11
3	14,29	7,81	6,53	13,01	13,30	21,03	11,11	5,56
4	1,34	1,10	0,41	2,44	2,35	5,38	5,56	-
<4	27,68	16,44	12,24	2,04	4,24	24,75	1,39	11,11
Классификация нефтей по содержанию серы (%)								
1	92,93	99,00	58,21	73,33	58,18	13,53	97,06	81,25
2	7,07	0,80	34,33	26,22	39,29	37,14	2,94	18,75
3	-	0,20	6,72	0,44	2,38	21,84	-	-
4	-	-	-	-	0,14	17,96	-	-
<4	-	-	0,75	-	-	9,53	-	-
Классификация нефтей по выходу фракции Ф200 (%)								
1	78,87	59,93	60,00	58,41	55,45	48,32	97,22	66,67
2	5,63	8,99	20,00	6,07	12,01	23,05	2,78	-
3	5,63	8,99	20,00	6,07	12,01	23,05	2,78	-
4	4,23	3,37	5,45	2,80	6,71	8,04	-	-
<4	11,27	27,72	14,55	32,71	25,83	20,92	-	33,33
Классификация нефтей НГП по выходу фракции Ф300 (%)								
1	76,74	57,23	67,92	65,82	60,07	51,18	-	-
2	-	2,89	15,09	3,57	3,81	11,60	-	-
3	3,49	1,61	3,77	2,55	5,81	8,60	-	-
4	5,81	8,68	7,55	12,76	14,70	17,11	-	-
<4	13,95	29,58	5,66	15,31	15,61	11,52	100	100

Лено-Вилуйская и Охотская нефтегазоносные провинции содержат больше всего нефтей 1-го типа по выходу фракции Ф200 (более 97% и 78% соответственно), а меньше всего — в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (более 48% от всех нефтей провинции). Количество нефтей, относящихся к качеству хуже 4ой группы по выходу фракции Ф200, больше всего в Лено-Тунгусской НГП (около 33%).

Количество нефтей 1-го типа по выходу фракции Ф300 более всего в Охотской и в Западно-Сибирской нефтегазоносных провинциях. В Тимано-Печорской и Лено-Тунгусской НГП количество такой нефти изменяется в среднем от 60 до 68%.

Месторождения с нефтью в среднем низкого качества составляют около 38% и расположены в основном в центре Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

1.3 Основные показатели нефтедобывающей промышленности РФ

Около половины объемов добычи в России обеспечили месторождения, расположенные в Ханты-Мансийском АО. хотя его доля в общероссийской структуре продолжает сокращаться на 1-1,5% в год (таблица 5). Эта тенденция связана с постепенным истощением старых месторождений и объективными изменениями в структуре запасов: сегодня более 80% нефти на территории России добывается из месторождений, которые были открыты до 1990 г. и находятся на поздней стадии эксплуатации.

Роль Западно-Сибирского бассейна в целом в нефтедобыче России также постепенно уменьшается: в 2014 г. на его месторождениях получено двух третей суммарного объема нефти, в то время как в 2005 г. их доля превышала 70%.

Таблица 5 – Добыча нефти и конденсата в России в 2010 – 2014 гг. по регионам, млн т [7]

Субъект РФ	Отчетный год				
	2010	2011	2012	2013	2014
Северо-Западный федеральный округ	32,4	29,7	28,2	27,7	28,7
Южный федеральный округ	8,8	9,2	9,4	9,6	9,2
Северо-Кавказский федеральный округ	2,2	2,0	1,7	1,6	1,5
Приволжский федеральный округ	107,4	110,2	112,1	113,7	115,0
Уральский федеральный округ	307,1	305,2	304,5	301,7	300,6
Сибирский федеральный округ	29,4	35,4	42,0	45,9	47,7
Дальневосточный федеральный округ	18,3	20,8	20,9	21,5	23,4
Крымский федеральный округ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Российская Федерация	505,6	512,4	518,7	521,7	526,1

На протяжении последних 5 лет Восточная Сибирь, включая Республику Саха (Якутия), является основным регионом, за счет которого Россия продолжает наращивать объемы добычи жидких углеводородов (рисунок 2).

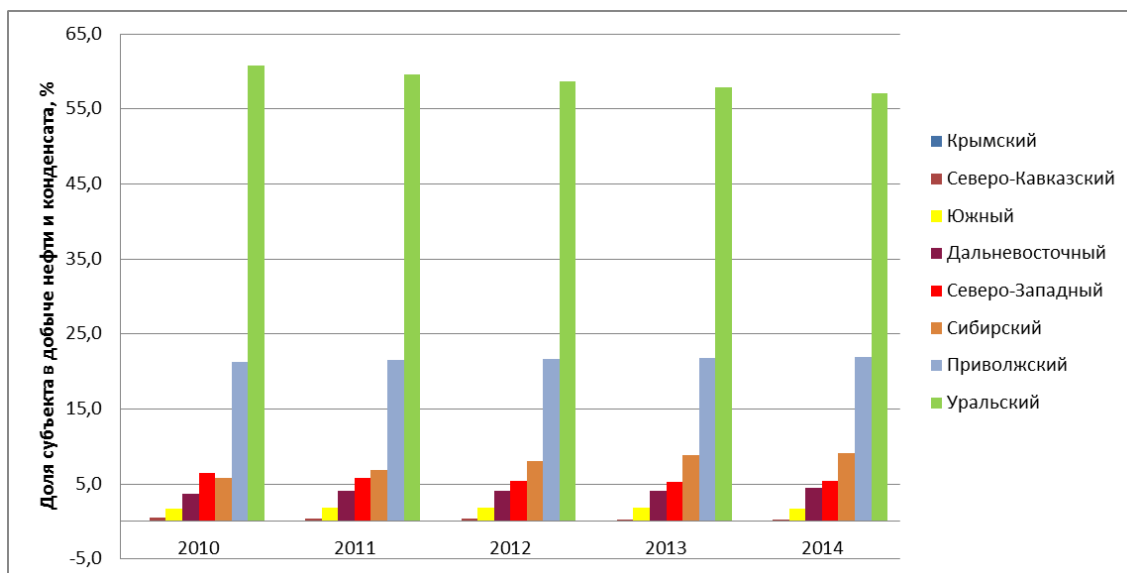


Рисунок 2 – Доля субъектов в суммарной добыче нефти РФ

В период 2008 – 2012 гг. средний темп прироста в регионе составил 88%, а добыча выросла с 1,5 млн тонн до 35,1 млн тонн. Нарастивание объема добычи нефти может быть объяснено постепенным выводом на проектную мощность Ванкорского (Красноярский край), Верхнечонского (Иркутская область) и Талаканского (Республика Саха) месторождений, а также ввода в разработку Северо-Талаканского месторождения. Таким образом, Восточно-Сибирский регион играет ключевую роль в компенсации падающей добычи нефти на старых месторождениях традиционных нефтедобывающих регионов и обеспечении энергетической безопасности России.

Вместе с тем, сохраняется отрицательная динамика добычи в основном нефтеносном регионе страны — Ханты-Мансийском АО, что может быть объяснено отсутствием активной разработки месторождений трудноизвлекаемой нефти, запасы которых в округе достаточно велики.

По итогам 2014 года добыча нефти в России составила 526,1 млн. т, что на 0,5% выше уровня 2013 года [8].

Прирост был обеспечен увеличением добычи на ряде месторождений в Восточной Сибири и Каспийском регионе.

Добыча жидких углеводородов в России в 2015 г. в очередной раз выросла (+1,4% по сравнению с 2014 г.) и достигла 534 млн т. Добыча сырой нефти в России увеличилась на 0,3% с 500,5 млн т в 2014 г. до 502,2 т в 2015 г., что соответствует темпам роста последних трех лет (рисунок 3).

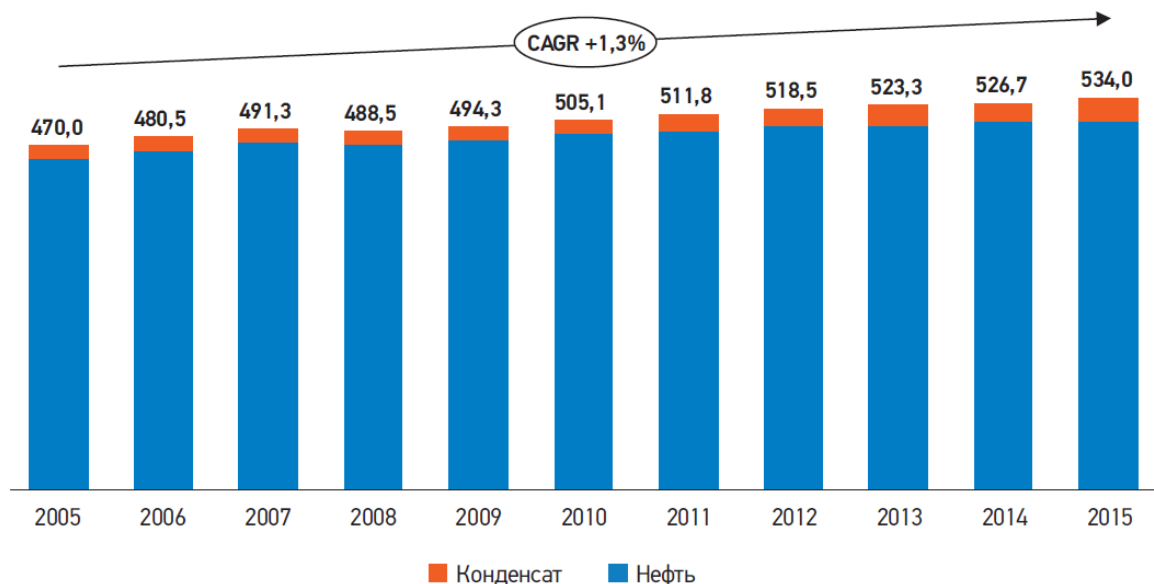


Рисунок 3 – Динамика добычи жидких УВ в России, млн. т [9]

Объемы геолого-технических мероприятий (ГТМ), проводимых на переходящем с 2014 г. фонде скважин, и ввод в эксплуатацию новых скважин в 2015 г не смогли остановить падение добычи на нефтяных браунфилдах, которая в итоге снизилась на 5,0 млн т. Основной прирост производства жидких УВ обеспечили новые крупные проекты (+6,7 млн т) и взрывное увеличение добычи газового конденсата (+5,6 млн т).

Сравнительный анализ ВИНК по динамике ввода новых скважин на браунфилдах и изменению начальных дебитов в 2015 г. по сравнению с 2014 г. показывает картину освоения зрелых активов российских компаний (учитываются все разрабатываемые месторождения в России за вычетом гринфилдов). Компания ЛУКОЙЛ смогла увеличить эффективность бурения – при снижении количества вводов в эксплуатацию новых скважин на 31,5% в

2015 г. по сравнению с 2014 г. средние дебиты нефти новых скважин увеличились на 16,2%. Роснефть нарастила объемы проходки в бурении, увеличила ввод новых скважин, дающих продукцию, на 17,9%, при этом получила сокращение средних дебитов нефти новых скважин на 3,6%. Славнефть и Русснефть демонстрируют и сокращение бурения и падение средних дебитов нефти (рисунок 4).

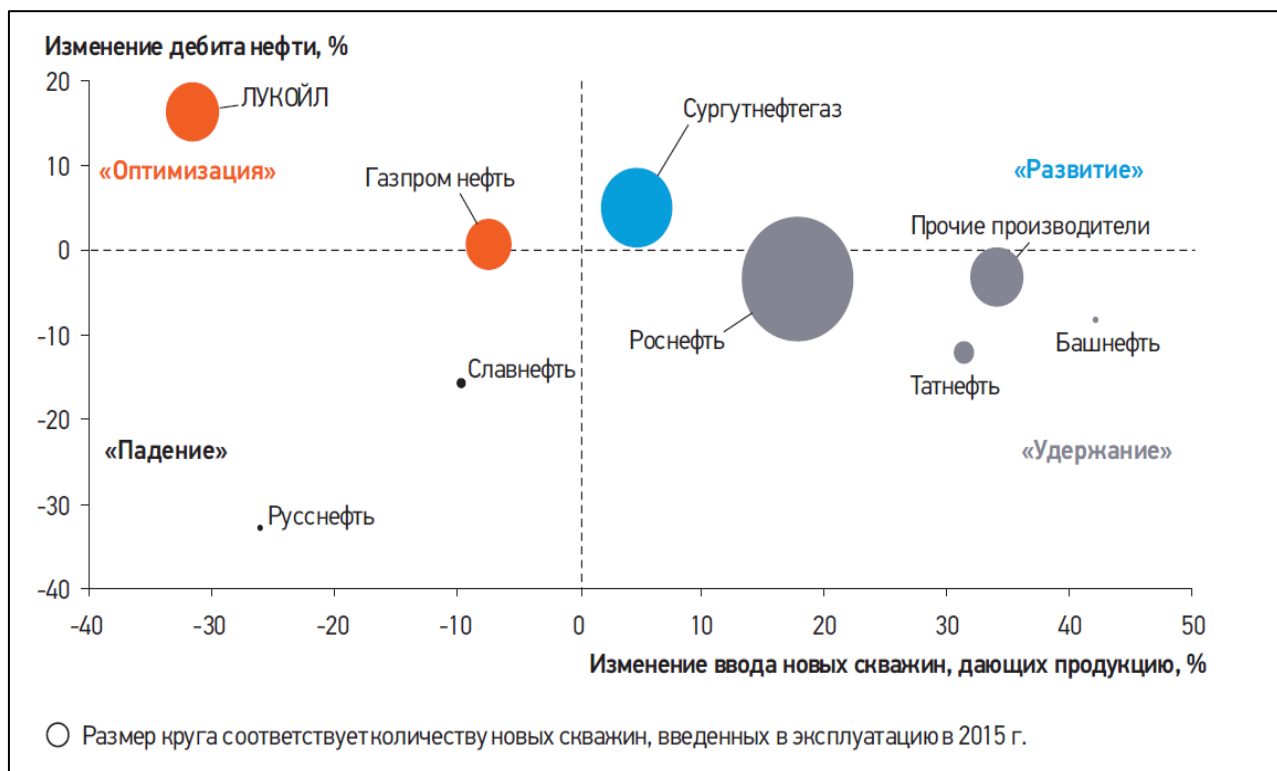


Рисунок 4 – Изменение количества новых скважин, введенных в эксплуатацию (по активам компаний без учета крупнейших гринфилдов), и дебитов нефти новых скважин в 2015 г. по сравнению с 2014 г.

Запасы нефти промышленных категорий, составляющие 287,9 млн т, сконцентрированы на шельфе о. Сахалин. Перспективы бассейнов Тихоокеанской окраины оцениваются невысоко; в их пределах разведаны два мелких нефтяных месторождения.

Прогнозные ресурсы нефти бассейнов западно-арктических морей незначительны; нефтяных месторождений здесь не выявлено. На восточно-

арктическом шельфе располагаются три потенциально нефтегазоносных бассейна, их совокупные прогнозные ресурсы оценены в 4,2 млрд т нефти.

1.4 Перспективы добычи нефти в Арктическом регионе

Сокращение добычи углеводородов в традиционных регионах нефтедобычи привело к смещению географии добычи углеводородов в районы Восточной Сибири и Дальнего Востока, на шельфы арктических и дальневосточных морей. Сегодня Арктические ресурсы нефти и газа являются стратегическим резервом топливно-энергетического комплекса России. Несмотря на это, Российский шельф характеризуется низкой степенью геологической изученности (1,3 % для нефти). Крупнейшими по арктическим запасам нефти является Баренцево море (35% всего Российского шельфа).

Всего на российском арктическом шельфе открыто 18 месторождений нефти и газа: 1 нефтегазоконденсатное, 4 нефтяных, 6 газоконденсатных и 7 газовых месторождений. Среди наиболее перспективных нефтяных месторождений арктической зоны можно назвать Приразломное и Долгинское месторождения в Печорском море и Победа в Карском море.

Трудности освоения арктического шельфа связаны с сложными климатическими и природными условиями районов добычи (низкая температура, ветер, плавучие айсберги, заледенение акватории, сейсмическая активность региона) и, следовательно, технологическая сложность освоения (отсутствие береговой транспортной инфраструктуры, высокие пластовые давления). Добыча нефти в арктической зоне осложняется так же такими экологическими критериями, как отсутствие опыта ликвидации аварийных разливов нефти в арктических условиях, негативное воздействие разливов нефти на экосистему Арктики [10].

Согласно российскому закону «О недрах», вести добычу на шельфе могут только компании с государственным участием не менее 50% и обладающие опытом работы на шельфе не менее пяти лет. Между госкомпаниями уже

распределено большое количество лицензионных участков таких как Центрально-Баренцев, Персеевский и Федынский, Восточно-Приновоземельские -1, -2, -3, Южно-Русский, Южно-Приновоземельский и Западно-Матвеевский, Южно-Чукотский, Северо-Карский и др [11].

Добыча углеводородов в Арктике требует использования последних, самых современных технологий. В качестве примера внедренного арктического проекта можно привести первый российский проект разработки нефтяного месторождения на Арктическом шельфе - «Приразломное» (ПАО «Газпром нефть шельф») [12]. Нефтедобывающая морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП) «Приразломная» обеспечивает выполнение операций по бурению, добыче, хранению нефти, подготовку и отгрузке готовой продукции, спроектирована для эксплуатации в экстремальных природно-климатических условиях (рисунок 5).

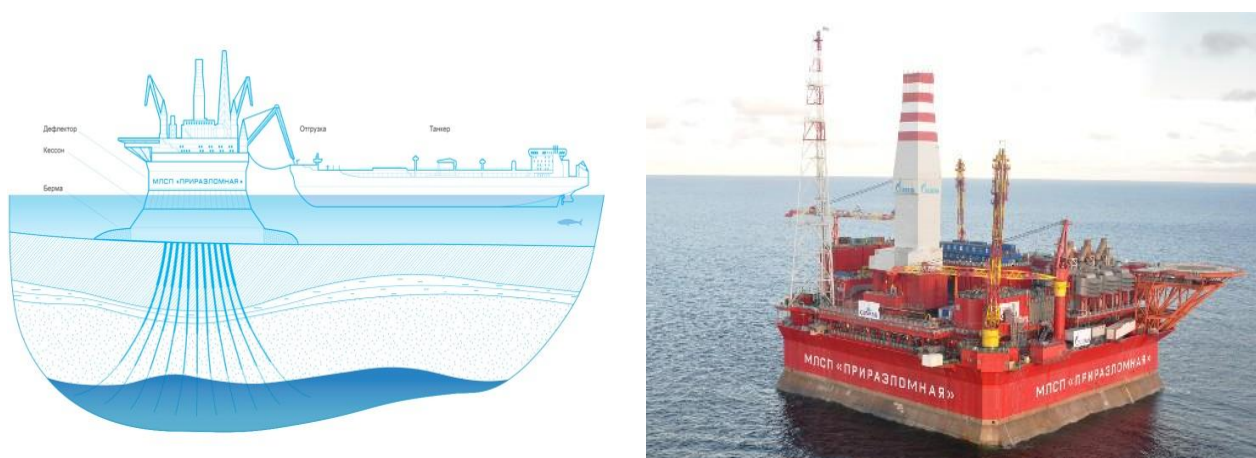


Рисунок 5 – Нефтяная платформа «Приразломное»

Годовая добыча нефти на платформе «Приразломное» в Печорском море составляет 869,7 тысячи тонн.

Арктический шельф России сегодня рассматривается как крупный регион, промышленное освоение которого позволит компенсировать падение добычи нефти и газа в старых нефтегазодобывающих центрах страны. Он обладает огромнейшим углеводородным потенциалом, способным обеспечить

значительную часть энергетических потребностей страны и принести большой экономический эффект (рисунок 6).

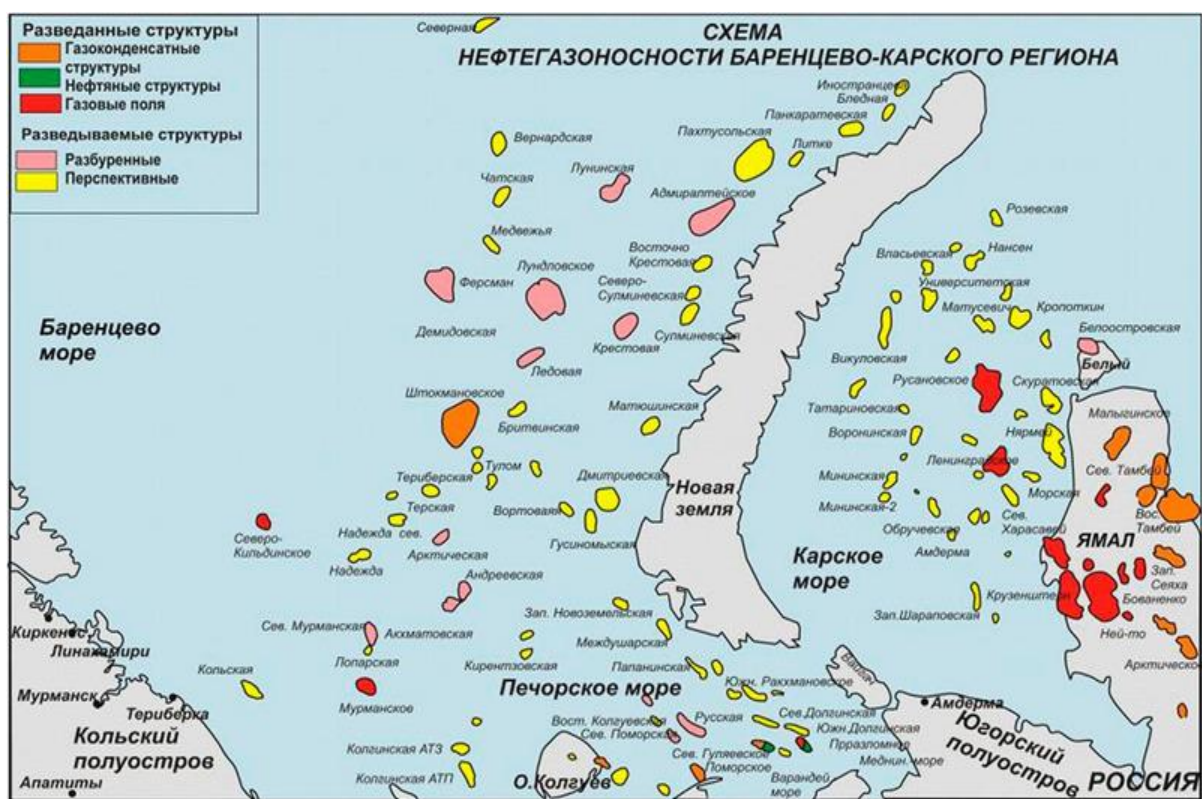


Рисунок 6 – Схема нефтегазоносности Баренцево-Карского региона (по материалам ФГУП «Арктикморнефтегазразведка» (АМНГР) [13])

Добыча нефти в Арктической зоне РФ в 2015 году составила 82,5 миллиона тонн, что составляет 15,5% от общероссийской добычи нефти.

Начальные извлекаемые суммарные ресурсы углеводородного сырья Арктической зоны РФ в целом оценены величиной порядка 258 миллиардов тонн условного топлива, что составляет 60% всех углеводородных ресурсов России.

Начальные извлекаемые разведанные в регионе запасы нефти категории АВС1+С2 составляют 7,652 миллиарда тонн, из них 447 миллиона тонн на шельфе; запасы газа – 66,939 триллиона кубометров, в том числе 10,142 триллиона на шельфе.

Подавляющая часть текущих разведанных в регионе запасов нефти категории ABC1+C2 находятся на континенте, в пределах двух автономных округов: Ямало-Ненецкого – 4,938 миллиарда тонн (Западно-Сибирская НГП) и Ненецкого – 1,057 миллиарда тонн (Тимано-Печорская НГП).

По данным Министерства энергетики Российской Федерации добыча нефти РФ на шельфе Арктики к 2035 году ожидается на уровне 31-35 миллионов тонн [14].

1.5 Основные проблемы нефтедобывающей отрасли

Россия располагает значительной сырьевой базой нефти, однако структура ее постепенно ухудшается. Значительная часть российской нефти добывается на месторождениях Западно-Сибирского НГБ, находящихся на стадии падающей добычи, а другие нефтедобывающие регионы страны далеко не так продуктивны.

Существенно нарастить уровень добычи нефти в России при нынешнем состоянии сырьевой базы, развитии технических средств и технологий добычи, переработки и транспортировки не представляется возможным, тем более что текущая конъюнктура мирового нефтяного рынка ограничивает возможности инвестирования в развитие отрасли.

Большинство проблем, проявившихся в конце 2015 г., будет иметь затяжной характер. По сути нефтегазовый комплекс России оказался на пороге больших перемен. В ближайшей перспективе поддержание современных уровней добычи нефти будет базироваться на увеличении доли восточных регионов, Прикаспия, а также шельфов, включая Приразломное месторождение на арктическом шельфе.

Существенную роль будет играть также вовлечение в освоение глубоких нефтеносных горизонтов в старых добычных регионах с развитой инфраструктурой, в том числе трудноизвлекаемой нефти баженовской и доманиковой свит.

Одним из важнейших факторов, сдерживающих добычу в России, можно выделить недостаточную ресурсную базу отрасли.

Среди основных причин, ведущих к снижению добычи нефти в России, можно выделить следующие:

- а) Выработанность запасов нефти в регионах традиционной нефтедобычи.
- б) Уменьшение размеров запасов вновь открываемых месторождений.
- в) Снижение коэффициента извлечения нефти (КИН).
- г) Усложнение горно-геологических и географических условий открытия и освоения нефтяных месторождений [15].

В 2014 году в нефтяной отрасли появились три группы ограничений, которые препятствуют реализации проектов в России. К ним относятся снижение цен на нефть, запрет на поставки оборудования и технологий и ограничение привлечения финансирования со стороны западных банков и других источников (таблица 7).

Таблица 7 – Потенциальное воздействие появившихся в 2014 году ограничений на реализацию различных проектов в сфере нетрадиционной нефти в России [16]

Ограничения Типы ресурсов	Запрет на поставку оборудования и технологий	Ограничение зарубежного финансирования	Низкие цены на нефть (50 долл./барр. и менее)
Шельфовые проекты Арктики	Критично Высокая зависимость от импортного оборудования и технологий; невозможность реализации проектов	Важно Проекты сопряжены с высокими затратами; без иностранного участия и финансирования не обойтись	Критично Граница рентабельности нефтедобычи на шельфе Арктики оценивается в 40–100 долл. (МЭА, 2013)
Приразломное	Не очень важно Добыча ведется с использованием морской платформы	Не очень важно Основные инвестиции в проект уже сделаны, сейчас – только операционные расходы	Критично Себестоимость добычи высока, пользуется льготами (по пошлинам и НДС), которые были введены при цене более 100 долл./барр. При низких ценах – убыточное производство
Приноземельские участки	Критично ГРП велась «Роснефтью» и ExxonMobil (технологии)	Важно Высокие затраты, необходимо привлечение партнеров и/или финансирования	Критично Условия добычи и себестоимость выше, чем на Приразломном месторождении
Черное море	Критично ГРП велась «Роснефтью» и ExxonMobil (технологии)	Важно Высокие затраты, необходимо привлечение партнеров и/или финансирования	Критично Высокая себестоимость из-за большой глубины моря
Каспийское море	Не очень важно Санкции не касаются Каспийского моря (небольшая глубина)	Не очень важно «Лукойл» ведет добычу за счет собственных средств	Важно Себестоимость нефти выше континентальных месторождений, но заметно ниже арктических
Трудно-извлекаемая нефть Западной Сибири	Критично Высокая зависимость по технологиям и оборудованию (гидроразрыв пласта)	Важно Необходимо участие партнеров, обладающих технологиями и финансами	Важно При низких ценах подобные проекты могут оказаться на грани рентабельности

Раздел 2 Описание технологических процессов, используемых в нефтедобывающей промышленности

Раздел 2 справочника НДТ содержит описание применяемых технологических процессов в нефтедобывающей промышленности, а именно описание всех стадий производства от бурения скважины до освоения месторождений нефти, ее подготовки к транспортировке, хранения сырья и реагентов. К описанию технологических процессов приводятся перечни предприятий, на которых используются описанные технологии, а также решения по снижению негативного воздействия на окружающую среду, не требующие технического переоснащения и реконструкции объекта.

Нефтедобывающую промышленность можно подразделить на несколько этапов: строительство скважин, сбор и транспорт продукции нефтяных скважин, подготовка нефти, газа и воды, поддержание пластового давления, методы воздействия на пласт и вспомогательные процессы. Эти этапы разделяются на процессы/ установки и технологии добычи нефти (таблица 8).

Таблица 8 – Этапы добычи нефти

№	Этапы	Процессы/установки	Технология
1	Строительство скважин	Бурение скважин	Морское бурение
			Бурение на суше
2	Сбор и транспорт продукции нефтяных скважин	Скважина	Эксплуатационная
			нагнетательная или поглощающая
		Куст скважин	
		Трубопроводы сбора и транспорта скважинной продукции	
		Установка ввода реагента в трубопровод	
		Установка путевого подогрева нефти (печь)	
		Установка для приготовления растворов для ремонта скважин	
		Дожимная насосная станция	С предварительным сбросом пластовой воды
			Без сброса пластовой воды
		Узлы учета	Нефти
			Газа
3	Подготовка нефти, газа и воды	Пункты налива нефти в авто-и/или железнодорожные цистерны	
		Компрессорная станция газлифтной эксплуатации скважин	
		Установка подготовки нефти	Комплексной подготовки (УКПН)
			Подготовки (УПН)
		Установка стабилизации нефти (УСН)	
		Установка предварительного сброса пластовой воды (УПС)	
		Газокомпрессорная станция (КС)	
Установка подготовки нефтяного газа			
	Установка для улавливания нефтяных газов, выбрасываемых из технологического оборудования		
	Факельная система		

Продолжение таблицы 8

4	Поддержание пластового давления	Система заводнения продуктивных пластов	
		Кустовая насосная станция для закачки пресной воды в пласт	
		Водораспределительная станция	
		Установки для приготовления и дозирования реагентов	Ингибиторов
			Щелочей
			Кислот
Бактерицидов			
ПАВ			
Растворов полимеров			
	Система закачки в продуктивный пласт газа высокого давления и углеводородных растворителей		
5	Методы воздействия на пласт	Система закачки в пласт пара или горячей воды высокого давления	Парогенераторная станция
			Водогрейная станция
		Установка внутрипластового горения	
6	Вспомогательные процессы	Энергоснабжение	Теплоснабжение (котельная)
			Топливоснабжение
		Системы охлаждения	Системы очистки охлаждающей воды и дозирования реагентов оборотной системы
			Охлаждающие устройства (градирни, башни)
		Водоснабжение	Установка подготовки воды из водозабора
			Наблюдательные скважины на водоносные горизонты
		Канализация и очистные сооружения	Технологии очистки сточных вод
			Канализационные насосные
Факельные установки	Сжигание на факеле		
Общеобъектовые системы очистки выбросов	Очистка выбросов		

Продолжение таблицы 8

	Утилизация отходов	Установка сжигания отходов
		Установка переработки отходов
		Объект размещения отходов
	Резервуарный парк	Резервуары хранения нефти
		Системы слива и налива нефти
		Технология пропарки и подготовки цистерн

2.1 Строительство скважин

Основным процессом данного этапа является бурение скважины – процесс механического разрушения горных пород специальным породоразрушающим инструментом (долотом), удаления разрушенной породы с забоя скважины и её подъёма на дневную поверхность [17].

Основные элементы буровой скважины (рисунок 7):

- а) *Устье* – пересечение трассы скважины с земной поверхностью;
- б) *Забой* – дно буровой скважины, перемещающееся в результате воздействия породоразрушающего инструмента на породу;
- в) *Ствол* – горная выработка, внутри которой располагаются осадные колонны и производится углубление скважины;
- г) *Ось* – воображаемая линия, соединяющая центры поперечных сечений буровой скважины;
- д) *Обсадные колонны* – это свинченные друг с другом и опущенные в ствол скважины обсадные трубы с целью изоляции слагающих ствол горных пород;
- ж) *Цементное кольцо (цементный камень)* – затвердевший цементный раствор, закаченный в кольцевое пространство между стволом и обсадной колонной с целью его герметизации. Система обсадных колонн и цементных колец за ними составляют крепь скважины;
- и) *Фильтр* – участок скважины, непосредственно соприкасающийся с продуктивным нефтяным или газовым горизонтом. Фильтром может служить необсаженный колонной участок ствола, специальное устройство с отверстиями, заполненное гравием или песком, часть эксплуатационной колонны или хвостовика с отверстиями или щелями.
- к) *Обсадные колонны* предназначены для изоляции стенок скважин от рабочего пространства ствола в процессе бурения и эксплуатации и обеспечивают требуемую прочность и герметичность при воздействии на них внутренних и внешних воздействий, в первую очередь давления. Таким

образом, в результате бурения ствола, его последующего крепления и разобщения пластов создается устойчивое подземное сооружение определенной конструкции.

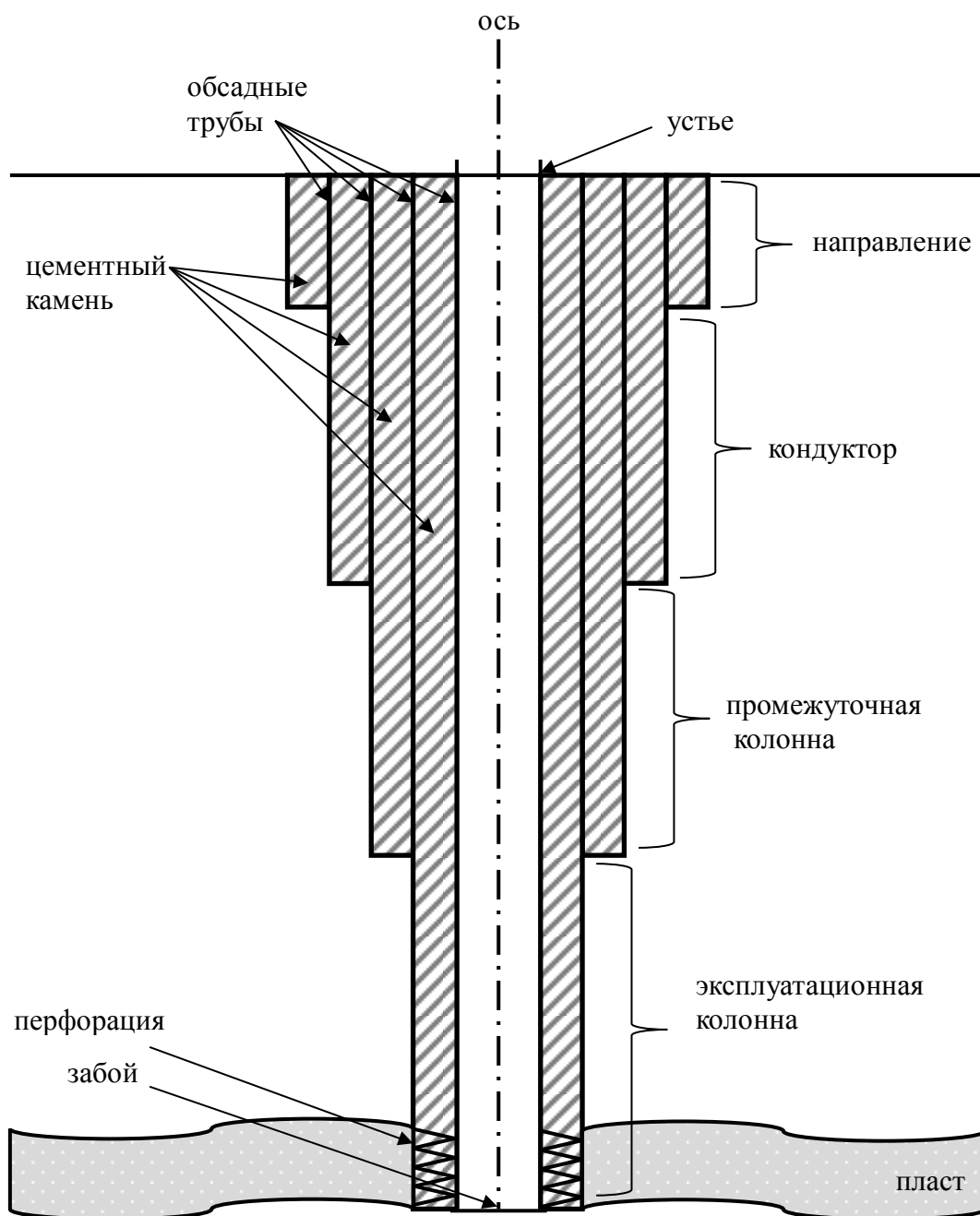


Рисунок 7 – Основные элементы скважины

Скважины на газ в России обычно бурят вращательным способом. Процесс углубления происходит за счёт вращения долота, укрепляемого в

нижней части колонны бурильных труб, и нагрузки на долото, создаваемой частью веса бурильной колонны. Частицы выбуренной породы (шлам) выносятся на поверхность потоком бурового раствора (промывочная жидкость), который прокачивается с поверхности внутри колонны бурильных труб, проходит через специальные отверстия в долоте, перемешивается с разрушенной породой и далее возвращается на поверхность через затрубное пространство. Промывочная жидкость выносит с забоя частички выбуренной породы, а также охлаждает долото, создаёт противодействие на пласты, удерживает стенки скважины от обвалов и т. д. [18].

Скважины бурят на суше и на море при помощи буровых установок. При морском бурении буровые установки монтируются на эстакадах, плавучих буровых платформах или судах (рисунок 8).



Рисунок 8 – Виды буровых скважин

2.1.1 Промывка скважин

Основными задачами промывки скважин являются очистка забоя от разрушенной долотом породы и вынос шлама из скважины. Основная технологическая операция промывки скважины – прокачивание бурового раствора по ее стволу (рисунок 9). Однако для ее реализации необходим целый

комплекс вспомогательных действий: приготовление бурового раствора, его утяжеление, обработка химическими реагентами, очистка от шлама и газа и др.

Технологическое оборудование для промывки скважины приведено на рисунке 10.

Основные функции буровых растворов – обеспечение быстрого углубления при устойчивом состоянии ствола скважины и сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов. Данные функции определяют не только успешность и скорость бурения, но и ввод скважины в эксплуатацию с максимальной продуктивностью.

Тип бурового раствора, его компонентный состав и границы возможного применения устанавливаются исходя из геологических условий: физико-химических свойств пород и содержащихся в них флюидов, пластовых и горных давлений, забойной температуры. В таблице 10 приведена классификация буровых растворов, учитывающая природу и состав дисперсионной среды и дисперсной фазы, а также характер их действия.

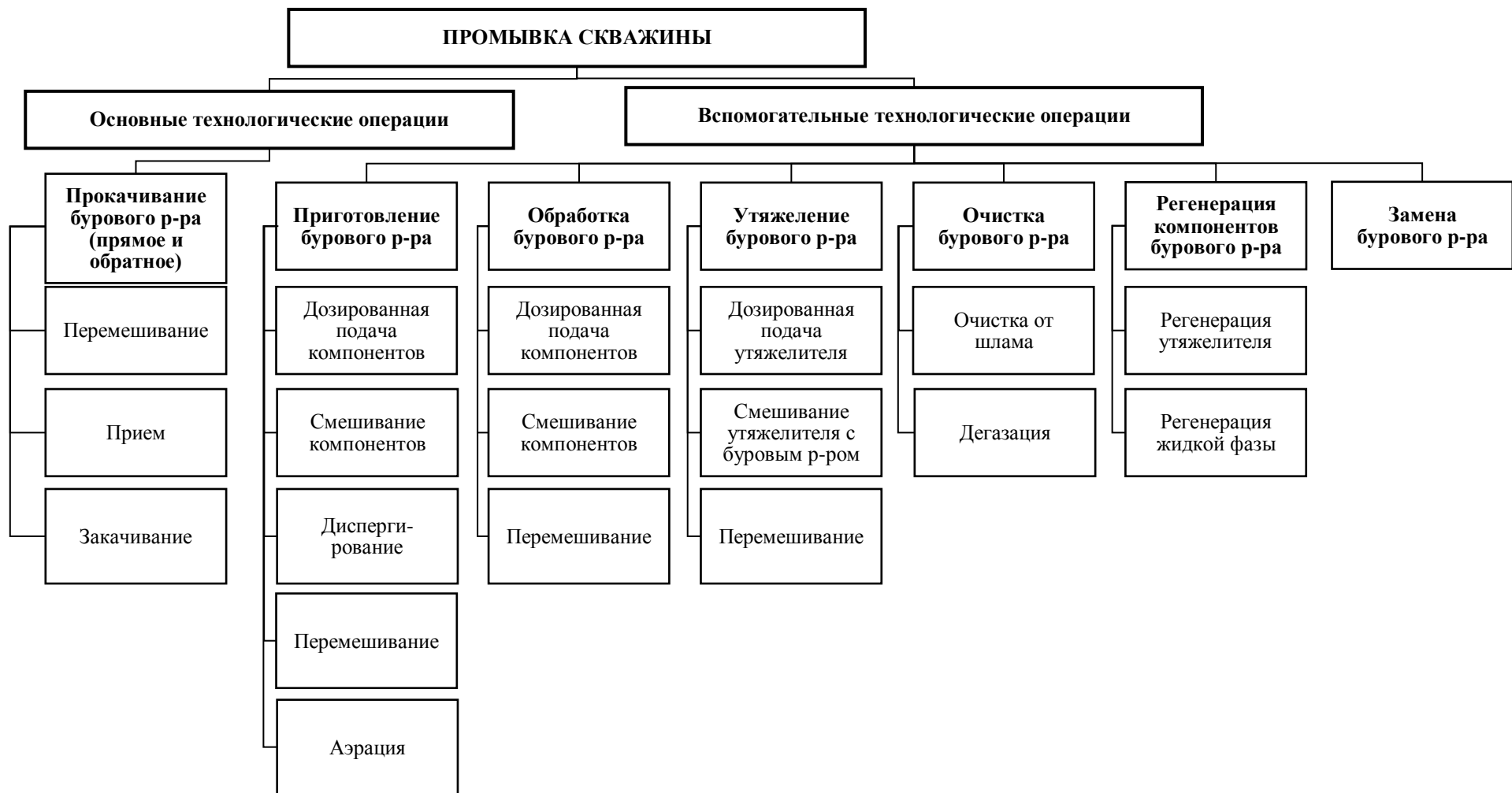


Рисунок 9 – Основные и вспомогательные операции при промывке скважин

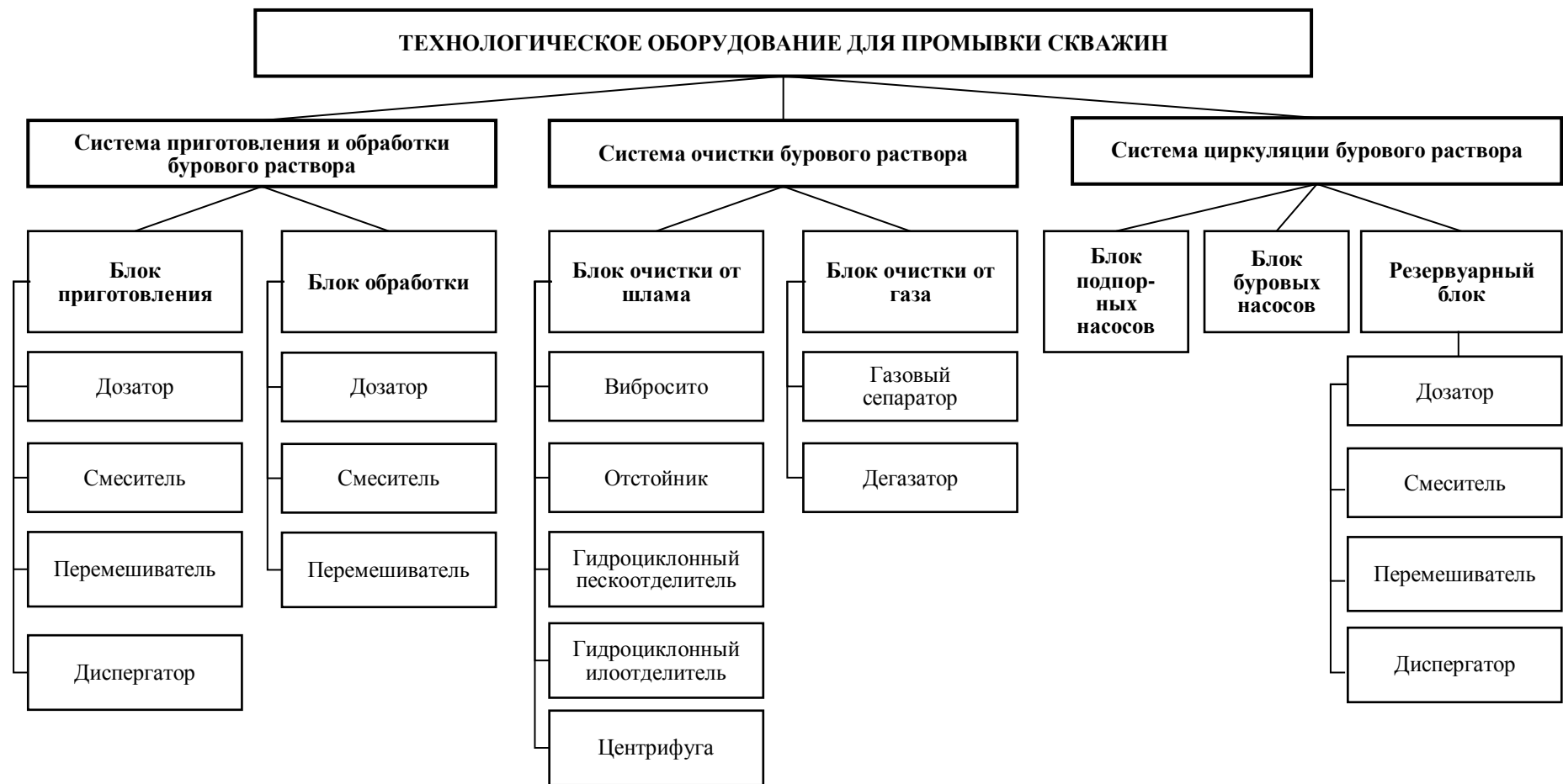


Рисунок 10 – Технологическое оборудование для промывки скважин

Таблица 10 – Классификация буровых растворов

Основные классы буровых растворов	Подклассы буровых растворов	Виды буровых растворов
Водные буровые растворы	На пресной и морской воде	Вода
		Нестабилизированные суспензии
		Гуматные
		Лигносulfонатные
		Хромлигносульфонатные
	Полимерные недиспергирующие	С малым содержанием твердой фазы
		Безглинистые
		Кальциевые (известковые, гипсоизвестковые и хлоркальциевые)
		Калиевые (хлоркалиевые, калиево-гипсовые)
		Обработанные солями трехвалентных металлов (алюминизированные, алюмокалиевые)
		Силикатные (малосиликатные)
		Гидрофобизирующие (с кремнийорганической добавкой, обработанные мылами жирных кислот)
		Хлормагниевые
	Хлорнатриевые	
	Соленасыщенные	Необработанные глинистые суспензии
		Стабилизированные
		Гидрогели
		Тяжелые жидкости

Продолжение таблицы 10

Растворы на нефтяной основе	Безводные	Известково-битумный раствор(ИБР)
		Раствор на основе органоглин (ОГР)
	Инертные эмульсии	Эмульсионный ИБР
		ВИЭР
		ТИЭР
		На основе ЭК-1
		На основе ГКЖ и гудронов
Газообразные растворы	Газы	Воздух
		Выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания

При вращательном бурении газовых скважин в качестве промывочных жидкостей традиционно используются:

- а) агенты на водной основе (техническая вода, естественные буровые растворы, глинистые и неглинистые растворы);
- б) агенты на углеводородной основе;
- в) агенты на основе эмульсий;
- г) газообразные и аэрированные агенты.

2.1.2 Амбарная и безамбарная технологии бурения

При работе по традиционной *амбарной технологии*, с целью сбора отходов рядом с буровой установкой роятся или насыпаются отстойные котлованы (амбары) объемом от 1000 до 5000 м³ в зависимости от количества скважин в кусте, глубин и продолжительности бурения скважин. Эти амбары занимают площади до 2500 м² только для одной буровой установки.

Как правило, строительство котлованов, а затем их рекультивация сопряжены с большими сложностями:

- а) отсутствие, либо отдаленность строительного материала (песка) при строительстве в тундре и болотистых местностях;
- б) негерметичность котлованов;
- в) значительные затраты по устройству и рекультивации амбаров.

Кроме того, наносится невосполнимый ущерб природе за счет отторжения земель, разработки карьеров и других мероприятий. Также существуют месторождения, которые находятся в природоохранных зонах, где бурение по амбарной технологии просто запрещено.

Шламовые амбары, сооружаемые для хранения отходов бурения в течение длительного времени являются источником повышенной опасности для окружающей среды. Поступления токсических веществ из шламовых амбаров, в которых скапливаются отходы бурения, в грунты зоны аэрации и грунтовые воды обычно происходит вследствие отсутствия или некачественной

гидроизоляции дна и стенок амбаров. Исследование буровых шламов (БШ) из нерекультивированных и рекультивированных амбаров разного срока хранения показало, что способ и длительность хранения влияют на токсичность и характер трансформации компонентов углеводородов.

Целью *безамбарного бурения* является создание системы замкнутого водоснабжения, максимального извлечения твердой фазы при минимальных потерях жидкой фазы. Эта цель достигается путем возврата в систему максимально возможного объема жидкой фазы и сброса как можно больше сухого шлама, что возможно при использовании комплекса из вибросита, центрифуги и обезвоживающей установки.

Наиболее рациональным и экологически оправданным направлением утилизации сточных вод является переход на полностью или частично замкнутый цикл водообеспечения буровой. Его основу составляет максимально возможное вовлечение буровых сточных вод (БСВ) в систему оборотного водоснабжения с ориентацией на их использование для технических нужд бурения. Основными направлениями использования БСВ в оборотном водоснабжении буровой являются:

- а) обмыв механизмов системы очистки и регенерации буровых растворов;
- б) обмыв бурильного инструмента при выполнении спускоподъемных операций;
- в) обмыв оборудования и рабочих площадок буровой, насосной и желобной систем;
- г) охлаждение штоков буровых насосов;
- д) приготовление химреагентов и бурового раствора;
- е) приготовление тампонажных растворов и буферных жидкостей при цементировании скважин;
- ж) опрессовка обсадных труб.

Основным направлением утилизации отработанного бурового раствора (ОБР) остается их повторное использование для бурения новых скважин, что

оправдано не только с экологических, но и с экономических позиций, так как обеспечивает значительное сокращение затрат на приготовление буровых растворов.

Для очистки бурового раствора от шлама используется комплекс различных механических устройств: вибрационные сита, гидроциклонные шламоотделители (песко- и илоотделители), сепараторы, центрифуги. Кроме того, в наиболее благоприятных условиях перед очисткой от шлама буровой раствор обрабатывают реагентами-флокулянтами, которые позволяют повысить эффективность работы очистных устройств.

В составе циркуляционной системы аппараты должны устанавливаться по следующей технологической цепочке: скважина – газовый сепаратор – блок грубой очистки от шлама (вибросита) – дегазатор – блок тонкой очистки от шлама (песко- и илоотделители, сепаратор) – блок регулирования содержания и состава твердой фазы (центрифуга, гидроциклонный глиноотделитель). Максимальная степень очистки при использовании глинистых растворов достигает 50 %.

Применение гидроциклонного пескоотделителя позволяет увеличить степень очистки бурового раствора до 70-80 %; удаляются частицы шлама размером более 40 мкм. Для более глубокой очистки применяют батарею гидроциклонов диаметром не более 100 мм – илоотделителей. С помощью этих аппаратов удается очистить буровой раствор от частиц шлама размером до 25 мкм и повысить степень очистки до 90 % и более.

Более глубокая очистка от шлама обеспечивается применением высокопроизводительных центрифуг. Дальнейшее уменьшение содержания твердой фазы в буровом растворе осуществляется разбавлением либо механической обработкой небольшой части циркулирующего бурового раствора, в результате которой из него удаляется избыток тонкодисперсных (размером 10 мкм и менее) частиц.

Для утяжеленного раствора степень очистки ограничивается необходимостью сохранения в растворе утяжелителя. Поэтому механическими аппаратами из утяжеленного раствора практически могут быть извлечены частицы шлама размером лишь до 74 мкм. Частицы шлама размером от 5-10 до 75-90 мкм невозможно отделить от частиц барита, а так как потери барита недопустимы вследствие его высокой стоимости, дальнейшее улучшение степени очистки утяжеленного раствора обычно осуществляют переводом частиц шлама в более глубокодисперсное состояние (например, путем применения флокулянтов селективного действия). При этом большое внимание уделяют регулированию содержания и состава твердой фазы с помощью центрифуги или гидроциклонных глиноотделителей.

Газирование бурового раствора препятствует ведению нормального процесса бурения, так как вследствие снижения эффективной гидравлической мощности уменьшается скорость бурения, особенно в мягких породах; в результате снижения эффективной плотности бурового раствора (следовательно, гидравлического давления на пласты) возникают осыпи, обвалы и флюидопроявления; кроме того возникает опасность взрыва или отравления ядовитыми пластовыми газами (например, сероводородом).

Дегазаторы, условно классифицируют на следующие типы: по значению давления в камере – на вакуумные и атмосферные; по способу подачи газированного бурового раствора в камеру – на гравитационные, эжекционные и центробежные.

Буровой раствор, очищенный от свободного газа, собирается в нижней части газосепаратора, откуда он подается для очистки от шлама на вибросито. В период интенсивных газопроявлений и задавливания пластов буровым раствором в процессе газового выброса, когда сепаратор не в состоянии обеспечить разделение газожидкостного высокоскоростного потока, поток из скважины направляют непосредственно на факел. Однако такие ситуации очень редки и считаются аварийными.

2.1.3 Крепление скважины

Следующим шагом является крепление скважины обсадными трубами и тампонаж затрубного пространства обсадных колонн для разобщения продуктивных пластов, которые были вскрыты в процессе бурения. После завершения бурения для обеспечения притока газа продуктивные пласты вскрывают вторично. Для этого обсадную колонну и цементный камень перфорируют.

2.1.4 Освоение скважин

После перфорации скважину осваивают – вызывают приток в нее газа путем уменьшения давления бурового раствора на забой одним из следующих способов:

а) промывка – замена бурового раствора, заполняющего ствол скважины после бурения, более легкими агентами – водой, нефтью, раствором ПАВ, пенами;

б) компрессорный способ – нагнетание в скважину сжатого с целью удаления задавочного скважинного агента и уменьшения столба этого агента. Так как для вызова притока в качестве рабочего агента используется газ (углеводородный, азот, углекислый), то данный способ является единственным используемым при освоении скважин в зимних условиях.

Сущность освоения скважины сводится к тому, чтобы давление столба бурового раствора, находящегося в скважине, стало меньше пластового. В результате создавшегося перепада давления газ и конденсат из пласта начнет поступать в скважину.

По окончании проведения работ на скважине проводят заключительные работы:

а) демонтаж наземного оборудования;

б) переключение скважины на работу в промышленный шлейф.

2.1.5 Морское бурение скважин

Строительство скважин в море отличается от обустройства скважин на суше используемыми техническими средствами и характером подготовительных работ. Можно выделить несколько способов освоения морских месторождений:

- а) Надземный или надводный, реализуемый несколькими способами:
 - 1) строительством наклонных скважин, закладываемых на берегу;
 - 2) образованием искусственной суши путем сплошной засыпки дна моря на участке нефтегазоносной площади;
 - 3) осушением дна моря;
 - 4) сооружением морских эстакад с приэстакадными площадками;
 - 5) строительством морских стационарных газопромысловых платформ;
- б) бурением морских скважин с оснований островного типа;
- 7) проходкой скважин со специально сконструированных плавучих платформ и плавсредств;
- б) Подводный – бурение скважин с плавучих буровых установок с размещением объектов добычи, сбора, подготовки и транспорта газа на дне моря или плавучем либо стационарном основании;
- в) Подземный – месторождение осваивают с помощью тоннельно-шахтной или тоннельно-камерной системы, которая включает буровые кусты, транспортный тоннель, соединительные камеры для обеспечения проезда транспортных средств и разводки коммуникаций из тоннеля в буровые кусты;
- г) Комбинированный.

Использование подземного способа разработки месторождений, расположенных в шельфовой зоне арктических дальневосточных морей России позволит:

- а) исключить строительство морских ледостойких платформ и дорогостоящих трубопроводных коммуникаций;

- б) использовать надежное сухопутное оборудование;
- в) создать приемлемые условия работы для персонала и оборудования;
- г) повысить эффективность бурения, эксплуатации, контроля и ремонта за счет обеспечения круглогодичного режима работ;
- д) исключить возможность загрязнения моря и атмосферы и отказаться от дорогостоящих средств, оборудования и услуг спецслужб по борьбе с загрязнениями и пожарами [19].

Согласно РД 39-133-94 [20], при строительстве скважин на суше в целях предотвращения или снижения загрязнения объектов окружающей среды следует предусмотреть следующие природоохранные меры:

- а) снижение объемов (исключение) применения нефти для обработки растворов в качестве профилактической противоприхватной добавки и замены ее нетоксичными смазками (ГКЖ, спринт и др.);

- б) применение ингибированных буровых растворов, уменьшающих объемы наработки отходов бурения;

- в) организация системы сбора, накопления и учета отходов бурения, включая:

- 1) ограничение попадания поверхностного стока, в том числе паводковых и нагонных вод (нагорные каналы, обвалование);

- 2) гидроизоляцию технологических площадок и их оснащение лотками, трубопроводами для транспортировки отработанных буровых растворов и буровых сточных вод (БСВ) к узлу сбора;

- 3) обеспечение отдельного сбора отходов бурения и продуктов испытания скважин по их видам при амбарном способе бурения с использованием отдельных накопительных амбаров, емкостей или двухсекционных амбаров;

- 4) оборудование замкнутой системы водоснабжения с использованием металлических емкостей, технических средств очистки БСВ, а также контейнеров для сбора и вывоза шлама при безамбарном способе бурения;

5) систем обезвреживания и утилизации отходов бурения.

г) для защиты атмосферного воздуха от выбросов вредных веществ на этапе строительства скважин рекомендуется:

1) герметизировать циркуляционные системы бурового раствора при безамбарном бурении, а также емкости блока приготовления бурового раствора, системы сбора и очистки буровых сточных вод, устья скважины, системы приема и замера пластовых флюидов, поступающих при испытании скважины;

2) осуществлять нейтрализацию отходов бурения по мере поступления их в амбар при амбарном способе бурения;

3) использовать буровые установки с электроприводом.

При строительстве скважин на континентальном шельфе, в море или прибрежной зоне, в соответствии с ГОСТ Р 53241-2008 [21], могут проводиться следующие природоохранные мероприятия:

а) оснащение стационарных морских сооружений герметичными системами дренажа для сбора стоков в специальные емкости для последующей очистки и удаления;

б) оборудование водозаборов специальными рыбозащитными устройствами;

в) использование специальных реагентов-нейтрализаторов, а также буровых растворов, обладающих высокой нейтрализующей способностью, при вскрытии пласта, содержащего сероводород;

г) герметизация устья скважины;

д) применение заколонных пакеров, центраторов, герметизирующих смазок, герметичных резьбовых соединений, а также обеспечение надежности цементирования обсадных колонн с целью предотвращения загрязнения морской среды пластовыми водами;

е) закачка пластовых вод, отработанных буровых растворов, диспергированного бурового шлама, рассолов в пласт;

ж) организация циркуляционной системы обращения промывочной жидкости [22].

2.2 Сбор и транспорт продукции нефтяных скважин

2.2.1 Скважина

При проектировании и разработке нефтяных месторождений выделяются следующие группы скважин: *эксплуатационные, нагнетательные и поглощающие.*

Эксплуатационные скважины предназначены для извлечения из залежи нефти и сопутствующих компонентов. В зависимости от способа подъема жидкости эксплуатационные скважины подразделяются на фонтанные, газлифтные и насосные.

Подъем жидкости и газа от забоя скважины на поверхность составляет основное содержание процесса эксплуатации скважин. Этот процесс может происходить как за счет природной энергии (фонтанный способ эксплуатации) поступающих к забою скважины жидкости и газа, так и за счет вводимой в скважину энергии с поверхности (газлифтный, насосный способ эксплуатации).

Газлифтный способ эксплуатации скважин является наиболее внедряемым при добыче нефти. При этом способе с помощью колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) в скважину закачивают сжатый газ. Пузырьки газа, поднимаясь к устью скважины, снижают плотность столба жидкости, что обеспечивает снижение гидростатического давления и соответственно приток нефти из пласта.

Газлифтный способ эксплуатации в основном применяется для:

- а) Высокодебитных скважин с большими забойными давлениями.
- б) Скважин с высокими газовыми факторами и забойными давлениями ниже давления насыщения.
- в) Песочных (содержащие в продукции песок) скважин.

г) Скважины, эксплуатируемых в труднодоступных условиях (например, затопляемость, паводки, болота и др.).

Достоинства газлифтного метода:

а) Простота конструкции (в скважине нет насосов).

б) Расположение технологического оборудования на поверхности (облегчает его наблюдение, ремонт), обеспечение возможности отбора из скважин больших объемов жидкости (до 1800-1900 т/сут.).

в) Возможность эксплуатации нефтяных скважин при сильном обводнении и большом содержании песка, простота регулирования дебита скважин.

Недостатки газлифтного метода:

а) Большие капитальные затраты; низкий коэффициент полезного действия (КПД).

б) Повышенный расход насосно-компрессорных труб (НКТ).

в) Быстрое увеличение расхода энергии на подъем 1 т нефти по мере снижения дебита скважин с течением времени эксплуатации [23].

При *насосном способе* эксплуатация нефтяной скважины извлечение жидкости на поверхность происходит за счет использования насосов и снижения высоты столба жидкости (буровой раствор, водонефтяная эмульсия и т.д.). Для этого способа эксплуатации могут применяться следующие виды насосов:

а) Штанговое глубинное оборудование.

б) Центробежный насос с электроприводом.

в) Погружной штанговый либо насос с электроприводом.

г) Диафрагменное устройство [24].

Нагнетательные скважины предназначены для воздействия на продуктивные пласты путем нагнетания в них воды, газа, пара и других рабочих агентов с целью поддержания пластового давления для продления фонтанного периода эксплуатации или увеличения дебита механизированных

добывающих скважин. В соответствии с принятой системой воздействия нагнетательные скважины могут быть законтурными, приконтурными и внутриконтурными.

При использовании законтурных нагнетательных скважин за контуром месторождения бурят нагнетательные скважины, в которые и подаются жидкости (рисунок 11). Таким образом, давление в пласте остается все время постоянным. Это дает возможность увеличить нефтеотдачу пласта до 70%. При больших площадях месторождений используют - внутриконтурное обводнение.

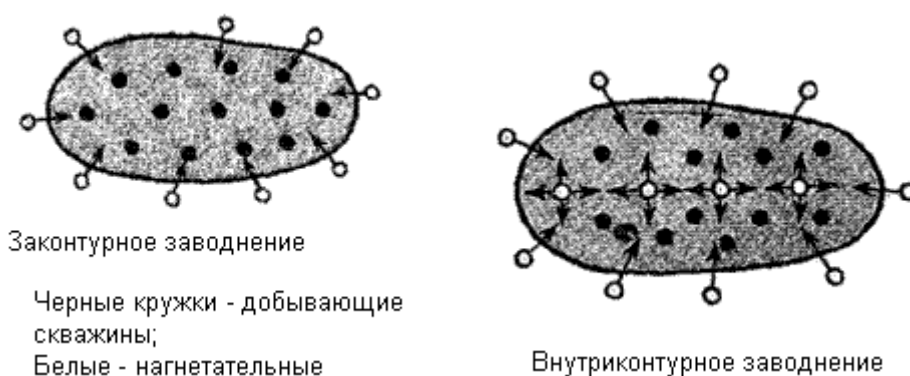


Рисунок 11 – Виды заводнения месторождений

Внутриконтурное заводнение является более интенсивная система воздействия на залежь нефти, позволяющая сократить сроки выработки запасов и быстро наращивать добычу нефти [25].

При приконтурном виде заводнения нагнетательные скважины располагают на расстоянии от внешнего контура нефтеносности в пределах водонефтяной зоны залежи. Применяется в основном при той же характеристике залежей, что и законтурное заводнение, но при значительной ширине водонефтяной зоны, а также при плохой гидродинамической связи залежи с законтурной зоной.

Специальные скважины предназначаются для добычи технической воды, сброса промышленных вод, подземного хранения газа, ликвидации открытых

фонтанов. К специальным скважинам относят водозаборные и поглощающие скважины:

а) Водозаборные скважины предназначены для водоснабжения при бурении скважин, а также систем поддержания пластового давления в процессе разработки.

б) Поглощающие скважины предназначены для закачки промышленных вод с разрабатываемых месторождений в поглощающие пласты.

2.2.2 Куст скважин

Кустом скважин называют специальную площадку естественного или искусственного участка территории месторождения с расположенными на ней устьями скважин, удаленных от другого куста или одиночной скважины на расстояние не менее 50 м, а также технологическим оборудованием и эксплуатационными сооружениями, инженерными коммуникациями, оборудованием для подземного ремонта скважин, бытовыми и служебными помещениями. Количество скважин в кусте определяется проектом (схемой) разработки месторождения и не должно превышать 24-х (рисунок 12).

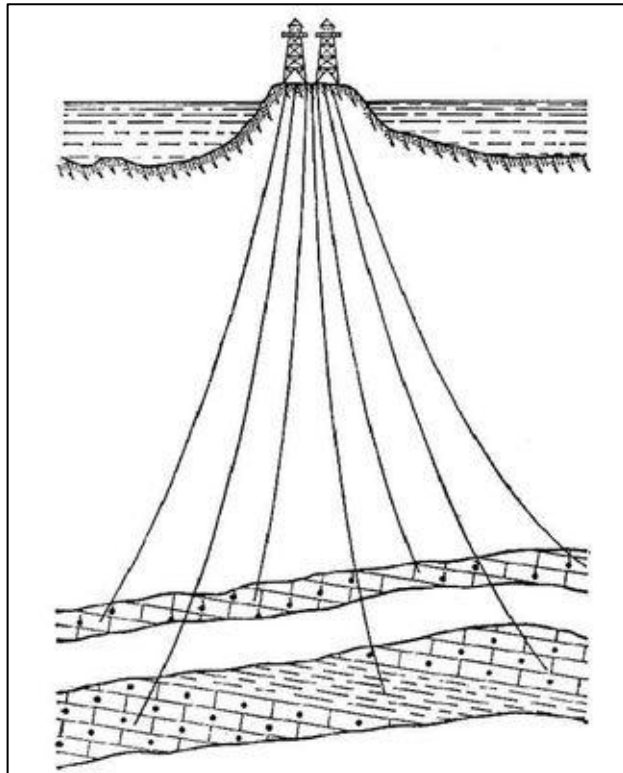


Рисунок 12 – Схема бурения куста скважин

Устья скважин в кусте должны располагаться на одной прямой на расстоянии не менее 5 м друг от друга. При этом допускается размещение их отдельными группами с расстоянием между группами не менее 15 м - для условий Западной Сибири (в заболоченной местности) и не менее 20 м - для скважин, расположенных на минеральных грунтах.

В зависимости от способа эксплуатации скважин на кусте скважин размещают следующие технологические сооружения:

- а) Приустьевые площадки нефтяных и нагнетательных скважин.
- б) Замерные установки.
- в) Технологические трубопроводы.
- г) Блоки для подачи реагентов-деэмульгаторов, ингибиторов и др.
- д) Газораспределительные блоки (гребенки).
- е) Площадки под ремонтный агрегат.
- ж) Якоря для крепления оттяжек ремонтного агрегата.
- и) Фундаменты под станки-качалки.

- к) Станции управления ЭЦН и ШГН.
- л) Трансформаторные подстанции.
- м) Площадки под инвентарные приемные мостки.
- н) Емкость-сборник.
- п) Блок закачки воды в нагнетательные скважины и блоки водораспределительной гребенки [26].

2.2.3 Трубопроводы сбора и транспорта скважинной продукции

После извлечения из пласта и подъема к устью скважины нефть подвергают очистке на ряде установок. Устье скважины соединено с установками подготовки нефти системой нефтепроводов, позволяющих собирать нефть для дальнейшей обработки.

В настоящее время известны следующие системы промышленного сбора: самотечная двухтрубная, высоконапорная однострунная и напорная (рисунки 13-15) [27].

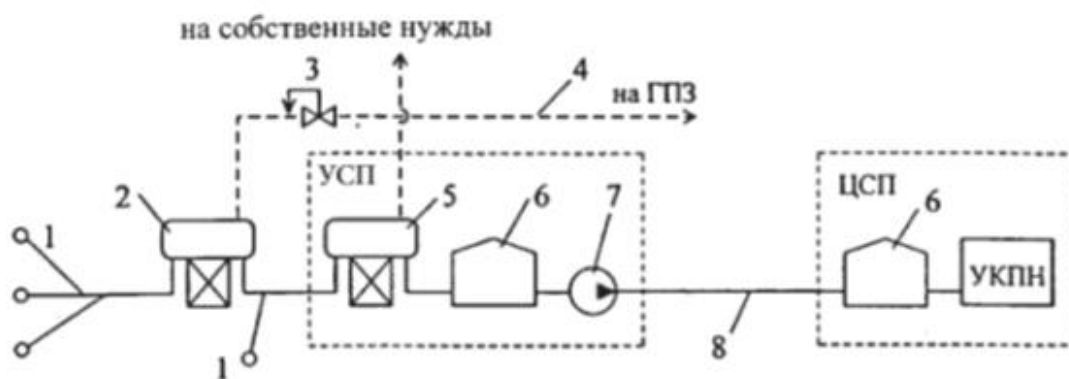


Рисунок 13 – Принципиальная схема самотечной двухтрубной системы сбора:

- 1 - скважина; 2 - сепаратор 1-й ступени; 3 - регулятор давления типа "до себя"; 4- газопровод; 5-сепаратор 2-й ступени; 6 - резервуары; 7 - насос; 8 - нефтепровод; УСП - участковый сборный пункт; ЦСП - центральный сборный пункт

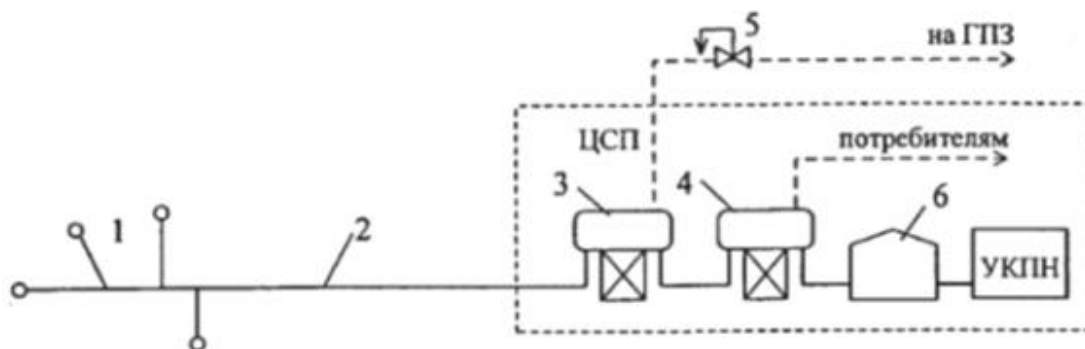


Рисунок 14 – Принципиальная схема высоконапорной однострунной системы сбора:

1 - скважины; 2 - нефтегазопровод; 3 - сепаратор 1-й ступени;
4 - сепаратор 2-й ступени; 5 - регулятор давления; 6 - резервуары

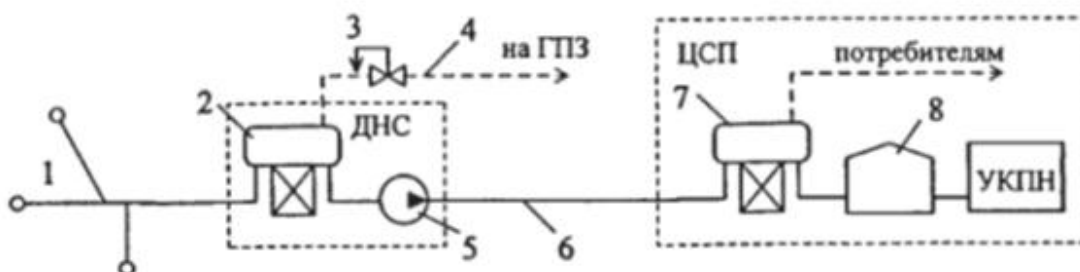


Рисунок 15 – Принципиальная схема напорной системы сбора:

1- скважины; 2 - сепаратор 1-й ступени; 3 - регулятор давления типа "до себя"; 4 - газопровод; 5- насосы; 6 - нефтепровод; 7 - сепаратор 2-й ступени; 8- резервуар; ДНС - дожимная насосная станция

При *самотечной двухтрубной системе сбора* продукция скважин сначала разделяется при давлении 0,6 МПа. Выделяющийся при этом газ под собственным давлением транспортируется до компрессорной станции или на газоперерабатывающий завод (ГПЗ). Жидкая фаза направляется на вторую ступень сепарации. Выделившийся здесь газ используется на собственные нужды. Нефть с водой самотеком поступает в резервуары участкового сборного пункта, откуда подается насосом в резервуары центрального сборного пункта (ЦСП).

Недостатками этой система сбора являются:

а) Необходимость реконструкции при увеличении дебита скважин или вязкости жидкости (например, за счет увеличения обводненности).

б) Необходимость глубокой дегазации нефти для предотвращения образования газовых скоплений в трубопроводах.

в) Возможность запарафинивания трубопроводов из-за низких скоростей движения, приводящих к снижению пропускной способности.

г) Потери углеводородов при данной системе сбора достигают 2...3% от общей добычи нефти.

По этим причинам самотечная двухтрубная система сбора в настоящее время существует только на старых промыслах.

Отличительной особенностью *высоконапорной однострубно́й системы сбора* является совместный транспорт продукции скважин на расстояние в несколько десятков километров за счет высоких (до 6...7 МПа) устьевых давлений. Применение высоконапорной однострубно́й системы позволяет отказаться от сооружения участковых сборных пунктов и перенести операции по сепарации нефти на центральные сборные пункты. Благодаря этому достигается максимальная концентрация технологического оборудования, укрупнение и централизация сборных пунктов, сокращается металлоемкость нефтегазосборной сети, исключается необходимость строительства насосных и компрессорных станций на территории промысла, обеспечивается возможность

утилизации попутного нефтяного газа с самого начала разработки месторождений

Недостатком системы является то, что из-за высокого содержания газа в смеси (до 90 % по объему) в нефтегазосборном трубопроводе имеют место значительные пульсации давления и массового расхода жидкости и газа. Это нарушает устойчивость трубопроводов, вызывает их разрушение из-за большого числа циклов нагружения и разгрузки металла труб, отрицательно влияет на работу сепараторов и контрольно-измерительной аппаратуры. Высоконапорная однетрубная система сбора может быть применена только на месторождениях с высоким пластовым давлением.

Напорная система сбора предусматривает однетрубный транспорт нефти и газа на участковые сепарационные установки, расположенные на расстоянии до 7 км от скважин, и транспорт газонасыщенных нефтей в однофазном состоянии до ЦСП на расстояние 100 км и более. Продукция скважин подается сначала на площадку дожимной насосной станции (ДНС), где при давлении 0,6...0,8 МПа в сепараторах 1-й ступени происходит отделение части газа, транспортируемого затем на ГПЗ бескомпрессорным способом. Затем нефть с оставшимся растворенным газом центробежными насосами перекачивается на площадку центрального пункта сбора, где в сепараторах 2-й ступени происходит окончательное отделение газа. Выделившийся здесь газ после подготовки компрессорами подается на ГПЗ, а дегазированная нефть самотеком (высота установки сепараторов 2-й ступени 10...12 м) в сырьевые резервуары.

Преимуществами напорной системы сбора являются:

- Уменьшение металлозатраты, капитальные вложения и эксплуатационные расходы за счет высокопроизводительного оборудования.
- Снижение капиталовложения и металлоемкость системы сбора, благодаря отказу от строительства на территории промысла компрессорных станций и газопроводов для транспортировки нефтяного газа низкого давления.

– Увеличение пропускной способности нефтепроводов и уменьшение затрат мощности на перекачку вследствие уменьшения вязкости нефти, содержащей растворенный газ.

Недостатком напорной системы сбора являются большие эксплуатационные расходы на совместное транспортирование нефти и воды с месторождений до ЦСП и, соответственно, большой расход энергии и труб на сооружение системы обратного транспортирования очищенной пластовой воды до месторождений для использования ее в системе поддержания пластового давления.

2.2.4 Установка ввода реагента в трубопровод

Блоки дозирования реагентов (БДР) предназначены для дозированного ввода жидких деэмульгаторов и ингибиторов коррозии в трубопровод системы транспорта нефти с целью осуществления внутритрубопроводной деэмульгации нефти, а также защиты трубопроводов и оборудования от коррозии, парафиноотложений и др. (рисунок 16).

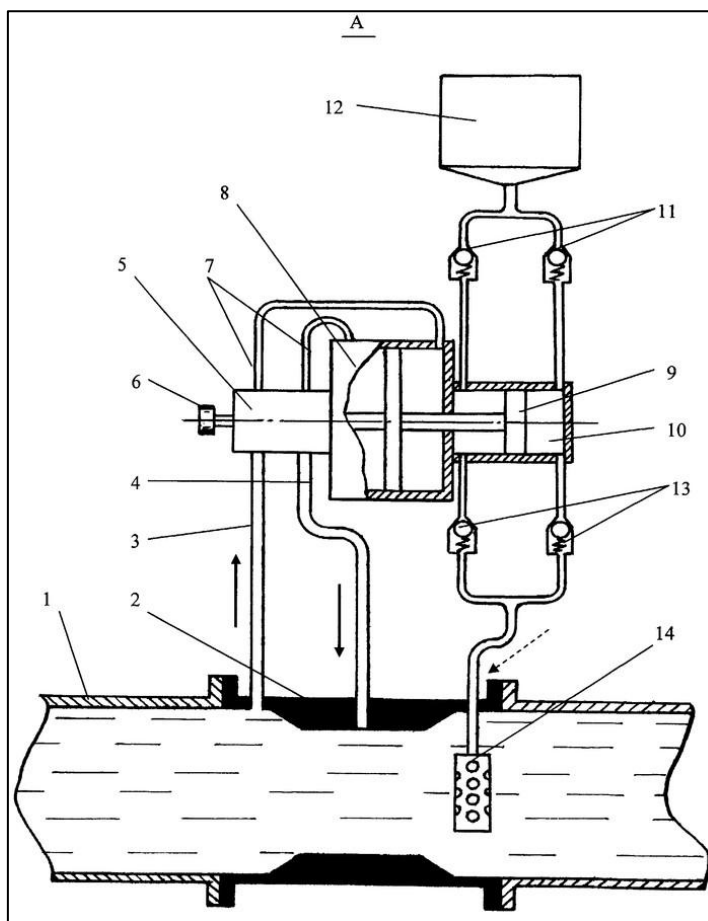


Рисунок 16 – Пример устройства ввода реагентов в трубопровод [28]:
1-трубопровод; 2- суживающее устройство, 3 – патрубок повышенного давления, 4,7- патрубки пониженного давления; 5- золотниковый распределитель, 6- регулятор производительности; 8-линейный гидромотор; 9- плунжер, 10- дозирующий гидроцилиндр; 11,13 -клапаны; 12- резервуары для реагента; 14- рассекатель

Основными функциями БДР являются:

- а) Закачка концентрата химического реагента из мобильного заправочного резервуара в ёмкость блока посредством насосного агрегата.
- б) Опорожнение ёмкостей при помощи внутренней насосной установки.
- в) Закачка химического реагента дозами в трубопровод.

Технологически БДР включают насосы-дозаторы, осуществляющие непрерывное объемное дозирование жидких деэмульгаторов и ингибиторов

коррозии; насосы, осуществляющий заполнение технологических емкостей реагентом и периодическое перемешивание реагентов; емкости, предназначенные для хранения и/или подогрева реагента.

2.2.5 Установка путевого подогрева нефти

Установки путевого подогрева нефти предназначены для нагрева нефти и нефтяной эмульсии различной вязкости в технологических схемах подготовки углеводородов на промыслах, а также при их транспорте. В качестве топлива для автоматического нагревателя используется природный или попутный нефтяной газ, возможно применение жидких горючих веществ.

Принцип действия печей подогрева основан теплообмене между теплоносителем и продуктом за счет сжигания топлива [29]. Технологический процесс нагрева нефти осуществляется следующим образом: нагреваемый продукт поступает в продуктовый змеевик подогревателя, нагревается от промежуточного теплоносителя до заданной температуры, после чего выводится из подогревателя. Температура продукта контролируется в трубопроводе на выходе из змеевика датчиками, сигналы с которых поступают в контроллер управления горелкой (меняя режим горения) [30].

2.2.6 Установка для приготовления растворов для ремонта скважин

Установки для приготовления растворов для ремонта скважин предназначены для непрерывного (поточного) и порционного приготовления тампонажных растворов из различных типов цементов гидросмесителями, а также для приготовления суспензий, пульп и эмульсий, применяемых при цементировании, бурении, освоении и ремонте нефтяных скважин [31]. Установки выполняются в блочном виде и могут устанавливаться на шасси автомобиля.

2.2.7 Дожимная насосная станция

Дожимные насосные станции (ДНС) сообщают нефти дополнительный напор, который требуется для обеспечения их транспортировки по направлению к высоконапорным участкам через системы сбора и подготовки нефти.

ДНС используются для перекачки скважинной жидкости от устья скважины до установок первичной подготовки нефти и товарной нефти от резервуаров товарной нефти на головную насосную перекачивающую станцию магистрального нефтепровода (рисунок 17).

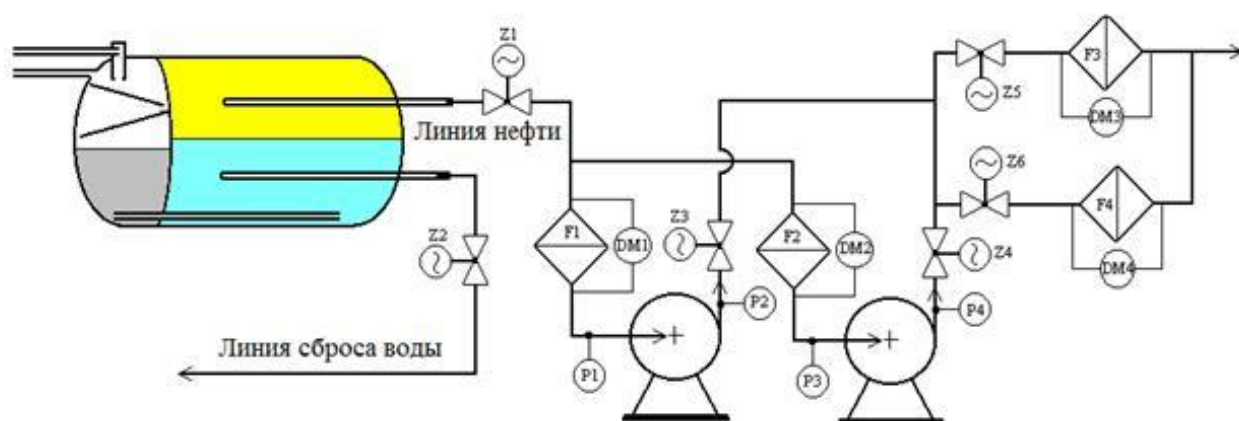


Рисунок 17 – Технологическая схема ДНС

Пластовая нефть со скважин поступает на ДНС при определенном давлении, которое уменьшается в процессе её подготовки (разгазирования и сброса воды). После подготовки на ДНС нефть «дожимается» насосами и под давлением транспортируется на центральный пункт подготовки и перекачки нефти (ЦППН). На ЦППН приходит нефть с разных ДНС, фактически образуя смесь нефтей, которую также необходимо подготовить (разгазировать и удалить воду) до товарной кондиции.

Дожимные насосные станции классифицируют в зависимости от возможностей пропускать через себя различные жидкости. Существуют ДНС полного цикла, которые включает в себя буферную емкость, состоящую из

узлов откачки нефти и её сбора, насосного блока и группы свечей, которые предназначены для аварийного сброса газа.

Дожимные насосные станции выпускаются в блочном выполнении 2х типов. К первому относятся ДНС на базе сепарационных установок с блочной насосной (БН). Технологический блок включает технологическую ёмкость и гидроциклоны, один из которых резервный. Ко второму типу относятся ДНС, технологическая единица которых состоит из блока буферной емкости (где осуществляется сепарация газа) и блока насоса. В состав ДНС так же входят блоки сбора и откачки утечек нефти, низковольтную аппаратуру и контрольно-измерительные приборы и автоматику.

2.2.8 Узлы учета

Узлы учета нефти предназначены для автоматического измерения массы (объема) нефти; определения ее качественных характеристик (плотность, влагосодержание, давление, температура). Дебиты нефти, воды и попутного нефтяного газа скважины замеряются для контроля за разработкой месторождений. Измерение качественных характеристик, таких как механические примеси, в продукции скважины необходимо для контроля режима эксплуатации скважин и месторождения в целом, что позволяет принимать нужные меры по ликвидации возможных отклонений [32].

Сбор продукции производят от группы скважин на автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ). От каждой скважины по индивидуальному трубопроводу на АГЗУ поступает нефть вместе с газом и пластовой водой. На АГЗУ производят учет точного количества поступающей от каждой скважины нефти, а также первичную сепарацию для частичного отделения пластовой воды, нефтяного газа и механических примесей с направлением отделенного газа по газопроводу на ГПЗ (газоперерабатывающий завод).

По назначению *узлы учета нефти* можно классифицировать на узел товарного учета, оперативные узлы промыслового (цехового) учета, узлы бригадного учета. Узел товарного учета предназначен для передачи сырой товарной нефти нефтедобывающим объединениям, транспортирующим предприятиям или другим потребителям. Оперативные узлы промыслового (цехового) учета применяются для замера объема добываемой сырой нефти. Узлы бригадного учета предназначены для учета продукции скважин, обслуживаемых бригадой по добыче нефти [26].

Для узлов товарного и оперативного учета нефти, как правило, применяют турбинные расходомеры - счетчики жидкости.

В составе узла товарного учета нефти входят:

а) рабочие, резервные и контрольные измерительные линии с необходимыми средствами измерения и вспомогательным оборудованием (фильтрами, струевыпрямителями, прямыми участками трубопроводов до и после преобразователей расхода, запорно-регулирующей арматурой с устройством контроля протечек);

б) блок контроля качества, включающий в себя циркуляционный насос, автоматические поточные анализаторы - влагомер, солемер, автоматический поточный плотномер, автоматический пробоотборник, термометр, манометр;

в) вторичные приборы обработки, хранения, индикации и передачи результатов измерения;

г) трубопоршневая установка.

В оперативный узел промыслового и бригадного учета нефти с турбинными счетчиками входят следующие основные элементы:

а) рабочая и резервная измерительные линии с необходимыми средствами измерения и вспомогательными устройствами (фильтрами, струевыпрямителями, прямыми участками трубопроводов до и после преобразователей расхода, запорно-регулирующей арматурой с устройством контроля протечек);

б) поточный влагомер и автоматический пробоотборник (для оперативного узла бригадного учета нефти влагомер не требуется);

в) вторичные приборы обработки, хранения и индикации результатов измерения.

2.2.9 Пункты налива нефти в авто-и/или железнодорожные цистерны

Сливо-наливные эстакады используются для обеспечения выполнения операций по сливу и наливу нефти в железнодорожные цистерны и облегчения доступа на цистерну [33].

Для перевозки нефти используют 3 основных типа ж/д цистерн (таблица 11).

Таблица 11 – Характеристика железнодорожных цистерн по сливно-наливным устройствам для перевозки нефти [34]

№	Операция	Тип цистерны		
		15-871	15-1443	15-1416
1	Слив	Верхний через две горловины	Верхний	Верхний
2	Налив	Нижний через два типовых универсальных сливных приборов (ГОСТ 9273-70)	Нижний через два типовых универсальных сливных приборов (ГОСТ 9273-70)	Верхний

На сегодня разработано достаточно много конструкций железнодорожных эстакад, в основу которых заложен принцип специализации работы на определенных видах нефтепродуктов (нефти, светлых нефтепродуктов, бензинов, дизельного топлива, темных нефтепродуктов и

масел) или проведения определенных видов операций, например наливных, сливных или сливноналивных (комбинированных). На рисунке 18 показана в качестве примеров технологические схемы комбинированной (сливно-наливной) эстакады типа КМ, КС и НТ [35].

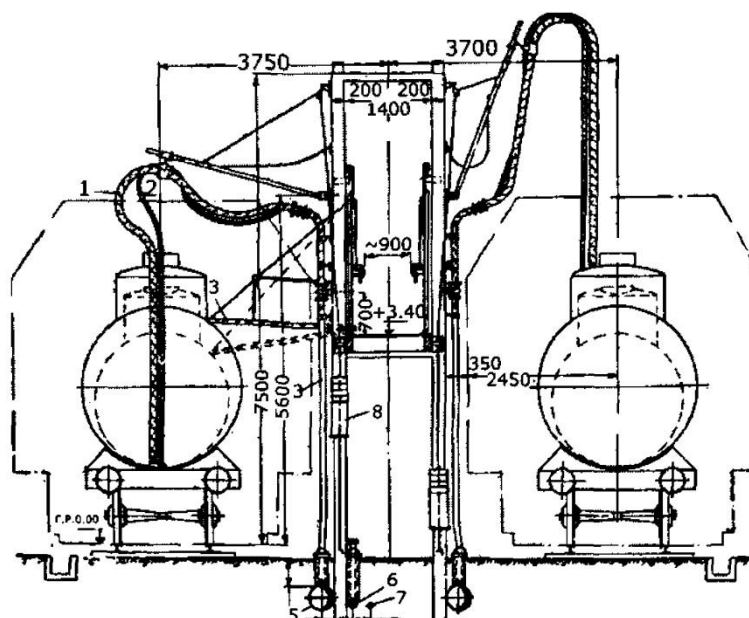


Рисунок 18 – Поперечный разрез железнодорожной эстакады типа КС:

1 - наливной рукав Ду-100 мм, 2 - зачистной рукав Ду-40 мм, 3 - переходной трап, 4 - стояк, 5 - коллектор, 6 - коллектор для слива неисправных цистерн, 7 - воздушный коллектор, 8 – контргруз

На рисунке 19 показан поперечный разрез комбинированной эстакады типа КМ, предназначенной для слива темных нефтепродуктов и нефти через нижний сливной рукав и дизельного топлива - правая сторона эстакады. На левой части рисунка показан переносной пароподогреватель, укрепленный на стреле-укосине, который опускается в цистерну для подогрева мазута перед сливом.

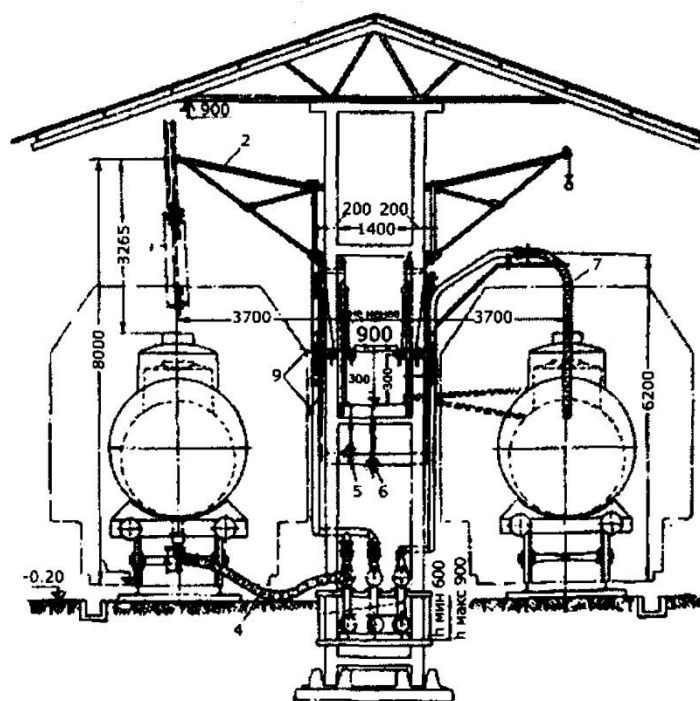


Рисунок 19 – Поперечный разрез эстакады типы КМ:

1 - переносный подогреватель, 2 - кран-укосина, 3 - шланг для пара, 4 - рукав Ду 150 мм для слива, 5 - паропровод, 6 - трубопровод конденсата, 7 - наливной шланг Ду 100мм

На рисунке 20 приведена эстакада, специализированная на наливке мазута. В данном варианте коллектор поднят с нижней части эстакады наверх - специальную наливную площадку эстакады, расположенную за пределами верхнего железнодорожного габарита, а наливные рукава заменены на складывающиеся телескопические трубы, выполненные из алюминиевых сплавов или оцинкованной кровельной стали. Наливная площадка эстакады вынесена на верх эстакады для удобства проведения налива и для замены тяжелых наливных рукавов на легкие телескопические складные алюминиевые трубы. Кроме того, замена рукавов на телескопические трубы сделана с целью уменьшения загрязнения тяжелыми нефтепродуктами конструкций эстакады и бетонной площадки железнодорожного тупика.

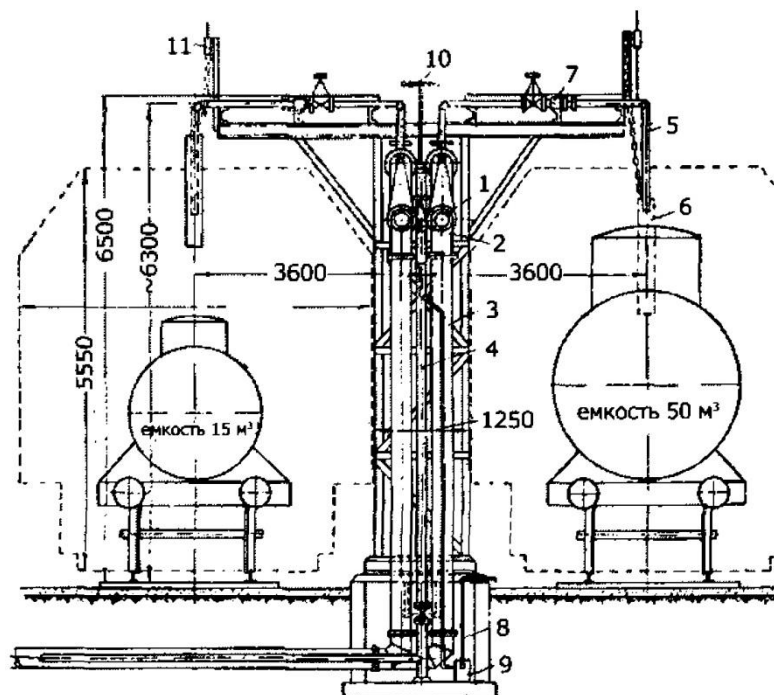


Рисунок 20 – Эстакада наливная для темных нефтепродуктов типа НТ:

1 - технологические коллекторы, 2 - паровой коллектор, 3 - дренажная труба, 4 - паропровод, 5 - наливная труба, 6 - телескопическая труба, 7 - поворотный сальник, 8 - труба для спуска конденсата, 9 - конденсационный горшок, 10 - паровые штуцера, 11 - противовес

При разработке шельфовых месторождений перевозка добытых углеводородов производится с помощью танкеров.

Производственные платформы, с которых осуществляется бурение скважин, добыча нефти, во многих случаях не могут обеспечить швартовку танкеров и заполнение их нефтью, поэтому от платформ, установленных в различных местах на месторождении, прокладываются подводные трубопроводы к морским нефтегазовым сооружениям (МНГС) специально предназначенных для обслуживания танкеров (рисунок 21).

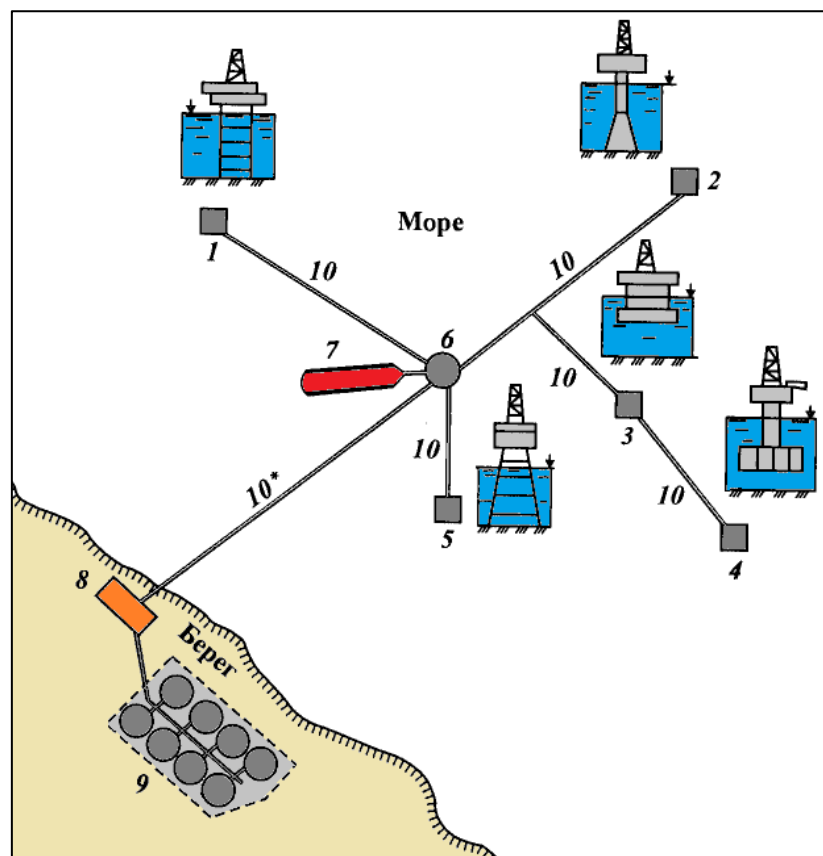


Рисунок 21 – Устройство сливо/наливного пункта морских танкеров

Платформы 1-5 расставлены на месторождении с учетом геологических особенностей месторождения. В точке 6 размещено распределительное сооружение, предназначенное для приема танкеров 7 и заполнения их нефтью. Все платформы соединены с МНГС 6 подводными трубопроводами 10, образуя сеть, позволяющую направлять нефть в любой из пунктов, тем самым обеспечивая возможность маневрирования нефтяными потоками, используя ёмкости временного или длительного хранения нефти. Подводный трубопровод 10 связывает всю систему трубопроводов 10 с береговыми нефтегазовыми сооружениями. На рисунке показаны лишь насосная станция 8 и резервуарный парк 9, в которых хранится резервуарный запас нефти. Таким образом, система платформы - трубопроводы - хранилища позволяет обеспечить бесперебойную работу нефтераспределительного пункта 6 по приему и загрузке танкеров [36].

Для подготовки цистерн под налив и ремонта предназначены промывочно-пропарочные станции (ППС).

На ППС предусматривается проведение следующих операций: удаление остатка светлых нефтепродуктов; пропарка котлов цистерн с одновременным сливом остатков темных нефтепродуктов; промывка горячей водой внутренних стенок котлов цистерн; удаление промывочных вод с помощью вакуумных установок; дегазация котлов цистерн вентиляционной установкой; обезвоживание слитых остатков темных нефтепродуктов; очистка сточных вод. Пропарка производится паром под давлением 0,5-0,6 МПа. Промывка котлов цистерн производится горячей водой при температуре 70-90^оС и давлением 12-16 МПа механическими приборами ММПУ-25.

Для промывки цистерн используется замкнутый цикл водопотребления. При обработке цистерн на эстакадах промывочная вода вместе с нефтеостатками сливается через нижний сливной прибор в лотки. Из лотков смесь воды с нефтеостатками поступает в резервуары для обезвоживания. Затем отстоянная вода перекачивается в нефтеловушку, где происходит окончательная очистка воды. Очищенная вода повторно подается на эстакады для промывки цистерн.

2.2.10 Компрессорная станция газлифтной эксплуатации скважин

При компрессорном газлифте газ поступает в скважину от компрессорных станций. Для работы газлифтных скважин используется углеводородный газ, сжатый до давления 4-10 МПа. Рабочий агент подается в скважину под давлением, которое создают компрессоры (рисунок 22). [37]

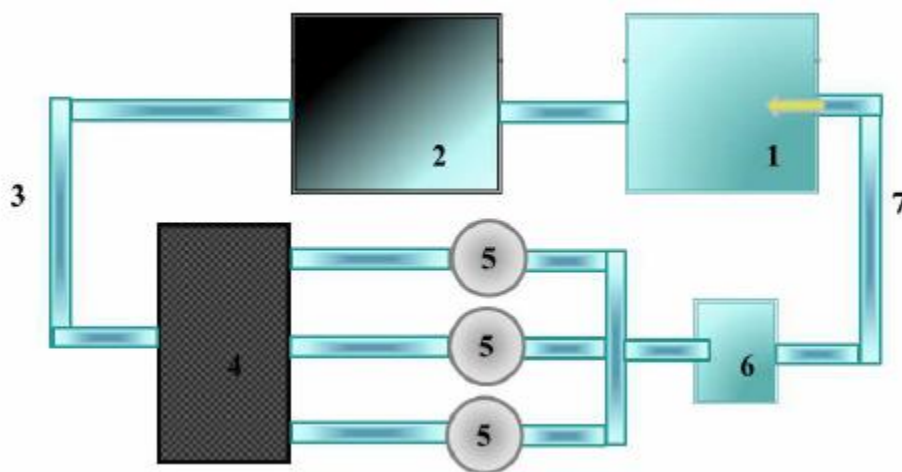


Рисунок 22 – Схема замкнутого цикла подачи рабочего агента:

1- компрессорная станция; 2 - станция подготовки; 3- газопровод высокого давления; 4-газораспределительные батареи, 5- скважины; 6- комплексный сборный пункт; 7-газопровод низкого давления

От компрессорной станции через станцию подготовки 2 по газопроводу высокого давления 3 рабочий агент доставляется к газораспределительным батареям 4 для распределения его по скважинам 5. Выходящий из скважины газ отделяется от нефти, поступает на комплексный сборный пункт 6 и по газопроводу низкого давления 7 направляется на компрессорную станцию.

Компрессорный газлифтный способ эксплуатации скважин используют на крупных месторождениях при наличии скважин с большими дебитами и высокими забойными давлениями после периода фонтанирования. Этот способ эксплуатации скважин так же может быть применен в наклонно направленных скважинах и скважинах с большим содержанием механических примесей в продукции, т.е. в условиях, когда за основу рациональной эксплуатации принимается межремонтный период (МРП) работы скважин.

Степень очистки и подготовки газа, подаваемого на компрессорную станцию, определяется техническими требованиями на компрессоры. Применение газа, содержащего сероводород и другие вредные примеси, для

газлифта не допускается. В основном применяются блочно-комплектные автоматизированные КС.

2.3 Подготовка нефти, попутного нефтяного газа и воды

Продукцией нефтяных скважин на начальной стадии освоения месторождения являются нефть и попутный нефтяной газ (нефтяной газ). По мере увеличения срока разработки месторождения нефть обводняется минерализованной, в основном хлористыми солями, водой. В результате продукцией нефтяных скважин становятся водонефтяная эмульсия (ВНЭ) и нефтяной газ. Вместе с нефтью из скважин на поверхность выносятся и механические примеси. Их количество в общей массе добываемой нефти незначительно — в среднем не более 0,1 % масс. В добываемой продукции так же содержатся и такие вещества, как хлорорганические соединения, метил и этилмеркаптаны, сероводород и др., приводящие к коррозионному износу оборудования с последующими отрицательными технологическими, экономическими и экологическими последствиями.

В связи с этим в процессе сбора, транспорта и подготовки нефти на промыслах применяют технологии по снижению примесей в нефти. Технологии разделения продукции нефтяных скважин направлены на получение составляющих фаз: нефть, минерализованную воду, нефтяного газа и при необходимости механических примесей и соли. При этом каждая из фаз должна отвечать отраслевым требованиям.

Товарная нефть, поставляемая потребителю, согласно ГОСТ Р51858-2002 подразделяется на три группы. При этом в каждой из групп содержание воды не должно превышать 0,5, 0,5 и 1,0 % масс., содержание хлористых солей не должно превышать 100, 300 и 900 мг/дм³ соответственно, а механических примесей должно быть не более 0,05 % масс.

Концентрации нефтепродуктов и механических примесей в воде, утилизируемой в систему поддержания пластового давления не должны превышать по 50 мг/дм^3 для каждой группы.

Если в нефтяном газе содержание азота не превышает 60 % об., то он должен использоваться в технологических процессах или подвергаться сбору и переработке.

Обезвоженная, обессоленная и дегазированная нефть после завершения окончательного контроля поступает в резервуары товарной нефти и затем на головную насосную станцию магистрального нефтепровода.

2.3.1 Установка подготовки нефти

Целью промышленной подготовки нефти является ее дегазация, обезвоживание, обессоливание и стабилизация. Процессы очистки сырой нефти на промысле осуществляется на установках подготовки нефти (УПН) и установках комплексной подготовки нефти (УКПН).

Установка подготовки нефти (УПН) предназначена для приема продукции нефтяных скважин, ее предварительного разделения на нефть, попутный нефтяной газ и пластовую воду и последующей подготовки нефти до товарного качества. Кроме того, на УПН происходит учет товарной нефти, учет и утилизация попутного газа, откачка товарной нефти в трубопровод. Блочные автоматизированные установки по подготовке нефти предназначена для эффективного нагрева, обезвоживания и обессоливания нефтяных эмульсий и подготовки товарной нефти.

Принципиальная схема УПН приведена на рисунке 23 [38].

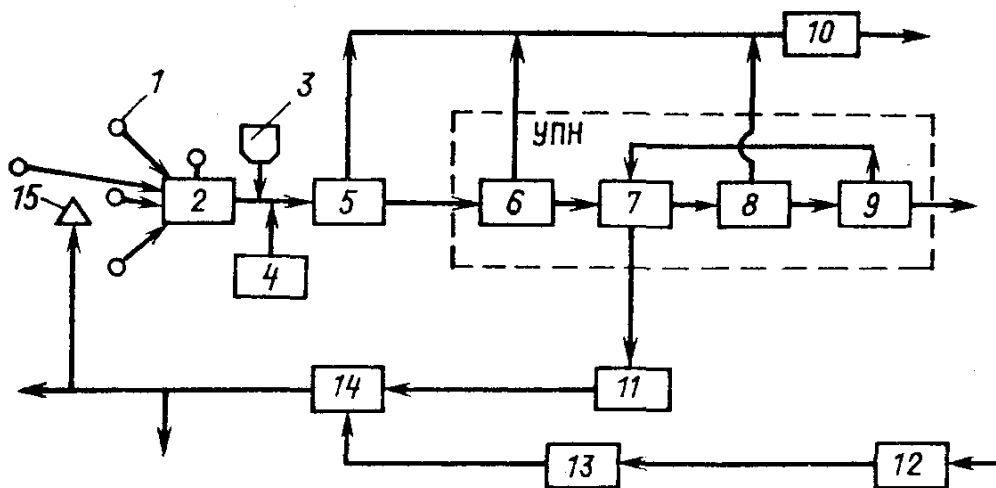


Рисунок 23 – Принципиальная технологическая схема добычи и подготовки добываемой продукции нефтегазодобывающим предприятием (НГДУ)

Продукция добывающей скважины 1 по индивидуальному трубопроводу поступает на автоматизированную групповую замерную установку (АГЗУ) 2. В продукцию, как правило, добавляют реагент 3, а если нефть высоковязкая или теряет текучесть при сравнительно высокой температуре (сопоставимой с температурой окружающей среды), то ее подогревают в печи 4. Затем она направляется в газожидкостную сепарационную установку первой ступени дегазации 5 и на установку подготовки нефти (УПН) в сепарационную установку второй ступени 6. После этого водонефтяная смесь поступает в деэмульсионную установку 7, где происходит обезвоживание и обессоливание нефти, а затем в стабилизационную установку 8. В технологическом блоке 9 определяют количество и качество товарной нефти перед сдачей ее в товарный парк. Если по каким-либо причинам готовая нефть не удовлетворяет заданным параметрам, то она автоматически направляется на повторную обработку. Выделившийся из нефти газ в установках 5, 6 и 8 после соответствующей обработки подается на компрессорную станцию 10 и далее на газоперерабатывающий завод. Дренажная вода после деэмульсионной

установки 7 поступает на установку очистки нефтепромысловых сточных вод 11, где подготавливается для использования ее в системе поддержания пластового давления (ППД) и направляется на кустовые насосные станции (КНС) 14, откуда в нагнетательные скважины месторождения 15. На КНС подается также пресная вода с водозаборных устройств 12 через очистные сооружения 13.

Принципиальная схема УКПН с ректификацией приведена на рисунке 24.

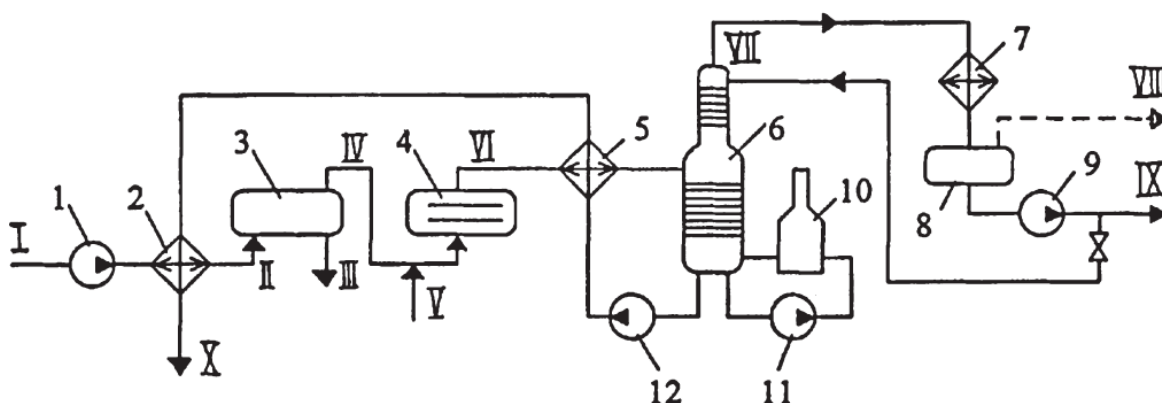


Рисунок 24 – Принципиальная схема установки комплексной подготовки нефти:

1, 9, 11, 12 — насосы; 2, 5 — теплообменники; 3 — отстойник; 4 — электродегидратор; 6 — стабилизационная колонна; 7 — конденсатор-холодильник; 8 — емкость орошения; 10 — печь;

I — холодная «сырая» нефть; II — подогретая «сырая» нефть; III — дренажная вода; IV — частично обезвоженная нефть; V — пресная вода; VI — обезвоженная и обессоленная нефть; VII — пары легких углеводородов; VIII — несконденсировавшиеся пары; IX — широкая фракция (сконденсировавшиеся пары); X — стабильная нефть

Сырая нефть из резервуаров ЦСП насосом 1 через теплообменник 2 подается в отстойник 3 непрерывного действия. Здесь большая часть минерализованной воды оседает на дно аппарата и отводится для дальнейшей

подготовки с целью закачки в пласт (III). Далее в поток вводится пресная вода (V), чтобы уменьшить концентрацию солей в оставшейся минерализованной воде.

В электродегидраторе 4 производится окончательное отделение воды от нефти и обезвоженная нефть через теплообменник 5 поступает в стабилизационную колонну 6. За счет прокачки нефти из низа колонны через печь 10 насосом 11 ее температура доводится до 240 °С. При этом легкие фракции нефти испаряются, поднимаются в верхнюю часть колонны и далее поступают в конденсатор-холодильник 7. Здесь пропан-бутановые и пентановые фракции в основном конденсируются, образуя так называемую широкую фракцию, а несконденсировавшиеся компоненты отводятся для использования в качестве топлива. Широкая фракция откачивается насосом 9 на фракционирование, а частично используется для орошения в колонне 6. Стабильная нефть из низа колонны насосом 12 откачивается в товарные резервуары. На этом пути горячая стабильная нефть отдает часть своего тепла сырой нефти в теплообменниках 2, 5.

Таким образом, на УКПН для обезвоживания используются одновременно подогрев, отстаивание и электрическое воздействие, т. е. сочетание сразу нескольких методов.

2.3.2 Установка стабилизации нефти (УСН)

Стабилизацией нефти называют процесс удаления из сырой нефти остаточного количества углеводородных газов и лёгких жидких фракций после первичной дегазации. В стабильной нефти содержание растворённых газов не превышает 1—2%. Углеводородные газы направляются на газоперерабатывающий завод (ГПЗ), а стабильная нефть — на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ). В установке стабилизации нефти (рисунок 25) исходная нефть нагревается в теплообменниках до 200—250 °С и поступает в ректификационную колонну (давление 0,2—0,5 Мн/м³), из которой

отводятся углеводородные газы и пары лёгкого бензина (газовый бензин) в конденсатор-холодильник, а затем поступают в газосепаратор, откуда несконденсированные газы направляются на ГПЗ, а жидкая фаза частично возвращается в ректификационную колонну для орошения.

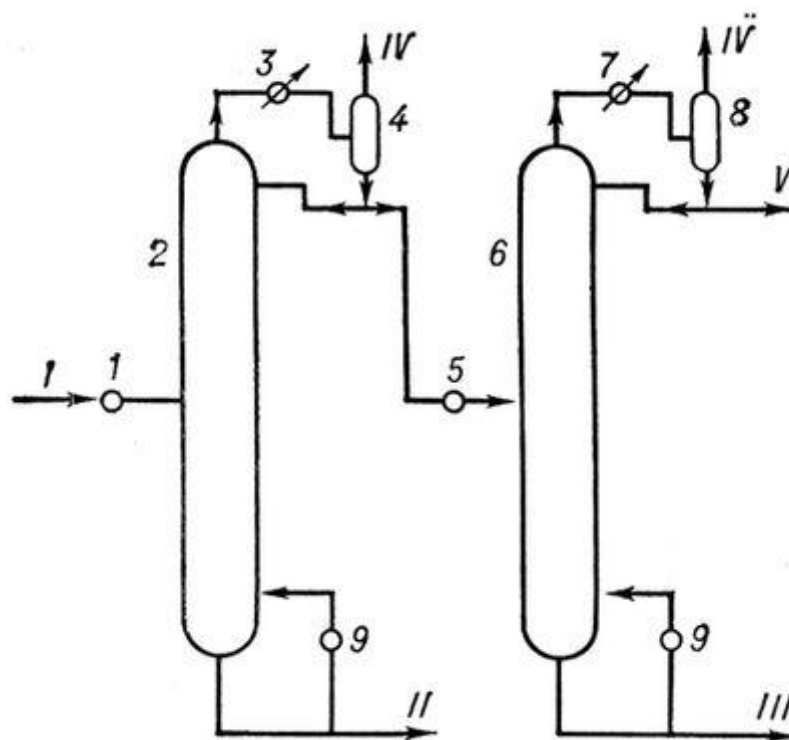


Рисунок 25 – Схема установки для стабилизации нефти:

1, 5 — теплообменники; 2, 6 — ректификационные колонны;
3, 7 — конденсаторы-холодильники; 4, 8 — газосепараторы;
9 — подогреватели

I — исходная нефть; *II* — стабильная нефть; *III* — стабильный газовый бензин; *IV* — сухой газ; *V* — сжиженная пропан-бутановая фракция

Остальная часть жидкой фазы проходит теплообменник, где нагревается, а затем поступает в ректификационную колонну (давление 0,8—1,2 Мн/м³). Из колонны углеводородные газы отводятся в конденсатор-холодильник и далее поступают в газосепаратор. Из газосепаратора сверху отводится сухой газ, снизу — сжиженная пропан-бутановая фракция, часть которой возвращается в

колонну для орошения, остальное направляется в ёмкость. Из колонн и через теплообменники и холодильники отбираются соответственно стабильная нефть и бензин. Для более полного отбора лёгких фракций колонны снизу нагревают [39].

2.3.3 Установка предварительного сброса пластовой воды (УПСВ)

Предварительный сброс воды является частью общего процесса обезвоживания нефти. В зависимости от места осуществления предварительного сброса воды в технологической цепи подготовки нефти выделяют:

а) путевой сброс;

б) централизованный сброс, который осуществляется на ДНС, установках предварительного сброса воды (УПСВ), отстойниках и предшествует отделению воды на установках подготовки нефти.

В настоящее время имеются два типа аппаратов, применяемых для предварительного сброса воды: вертикальные стальные резервуары (РВС) емкостью от 1000 до 5000 м³ и горизонтальные цилиндрические емкости объемом 100 и 200 м³. Вертикальные резервуары специально оборудуются распределительными гребенками ввода жидкости, размещаемыми на высоте 1,5 м от днища резервуара. По нижней образующей маточника имеются отверстия. Эмульсия через отверстия направляется вниз, затем всплывает в слое воды, высота которого поддерживается в пределах 3–4 м. Вывод воды осуществляется через гидрозатвор, позволяющий автоматически, без специальных средств регулирования, поддерживать в резервуаре постоянный уровень жидкости, необходимый для ведения процесса. Высота гидрозатвора обычно принимается равной 0,9 высоты резервуара (рисунок 26).

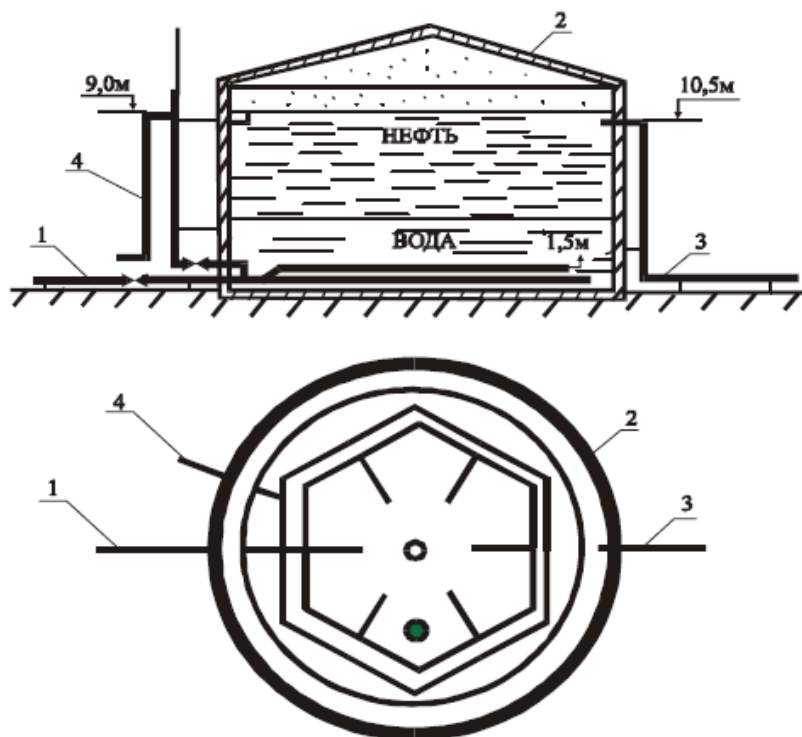


Рисунок 26 – Резервуар УПСВ:

1 – подводящая труба; 2 – маточник; 3 – отводящая труба; 4 – гидрозатвор

Технологические резервуары работают транзитом. Сброс отделившейся воды и отбор обезвоженной нефти осуществляется непрерывно, однако уровень жидкости при этом не изменяется, нет потерь от больших дыханий резервуара. Горизонтальные цилиндрические емкости (рисунок 27) также оборудуются распределительной гребенкой ввода жидкости. Они снабжены специальными дорогостоящими средствами регулирования для поддержания постоянных уровней дренажной воды и нефти.

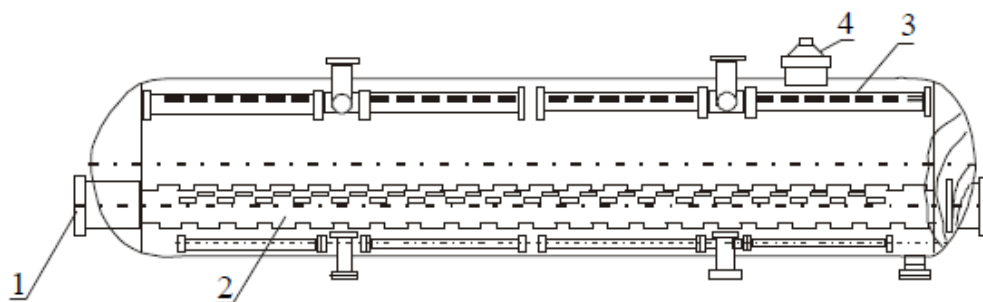


Рисунок 27 – Технологическая схема аппарата ОГ – 200П для предварительного разделения нефти и пластовой воды:

1 – патрубок ввода эмульсии; 2 – распределитель эмульсии: труба Ø 700 мм, 64 ряда отверстий, в ряду 285 отверстий, продольный вырез: ширина 6 мм, длина 60 мм; 3 – трубы для вывода обезвоженной нефти; 4 – вывод газа

На промыслах чаще распространены две конструкции установок предварительного сброса воды на базе булитов:

а) Блочная автоматизированная сепарационная установка с предварительным сбросом воды БАС–1;

б) Блочные автоматизированные установки для оперативного учета, сепарации и предварительного обезвоживания нефти: УПС–2000/6, УПС–3000/6, ОГ–200П, АСП–6300/6.

В настоящее время все современные УПСВ имеют автоматизированные системы контроля и управления ТП, в которых одновременно решены вопросы по утилизации пластовой воды и нефтяного газа (рисунок 28) [40].

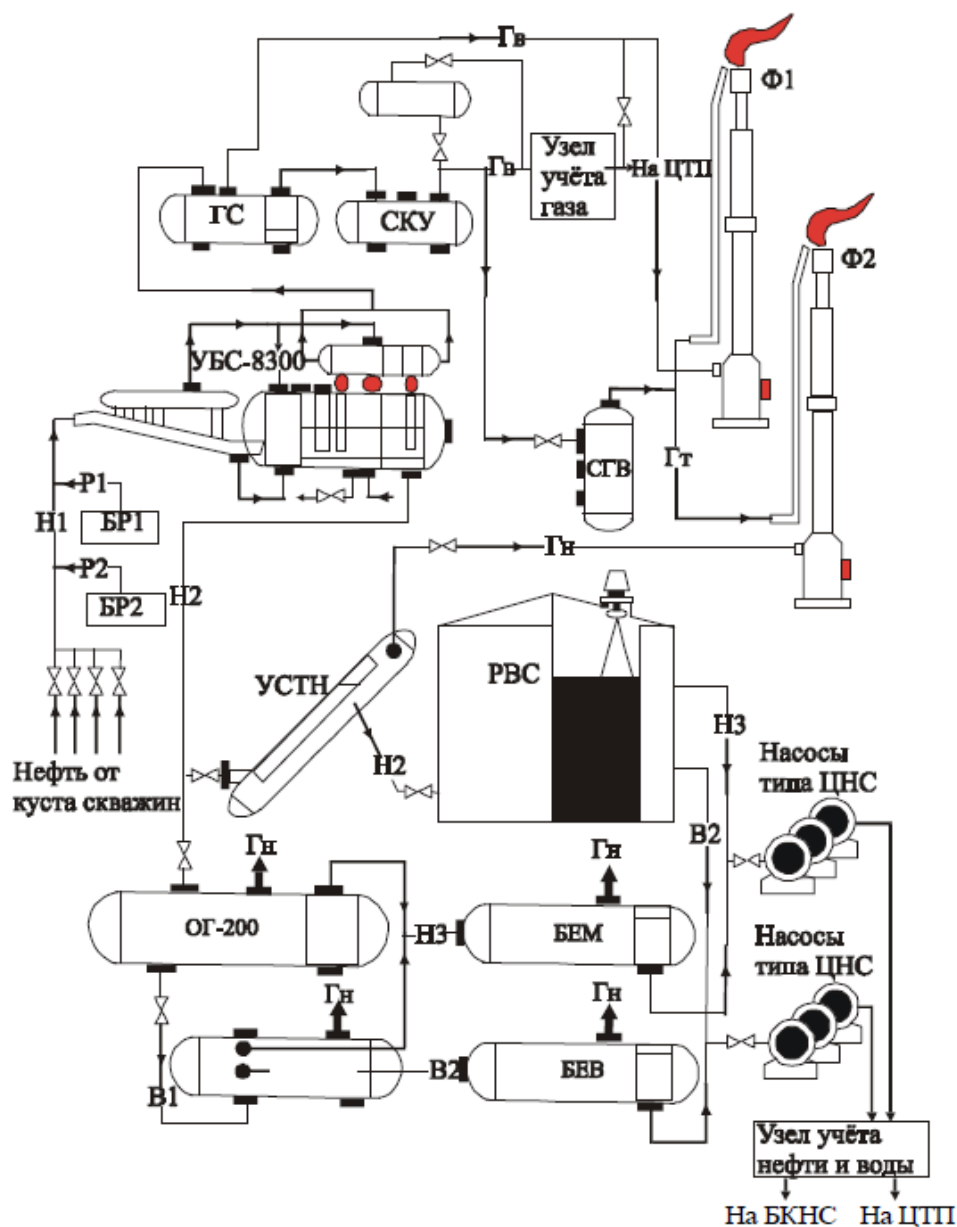


Рисунок 28 – Технологическая схема установки предварительного сброса воды:

М – метанольница; ГС – газовый сепаратор; Ф1 – факел для сжигания газа высокого давления; Ф2 – факел для сжигания газа низкого давления; УБС–6300 – установка блочная сепарационная; БР–1, БР–2 – блоки реагентные; СГВ – сепаратор газовый вертикальный;

РВС –резервуар вертикальный стальной; УСТН – установка сепарационная трубная наклонная, ОГ–200 – отстойник горизонтальный; НУР–5000 – отстойник-мультигидроциклон-ный; БЕН, БЕВ – буферные емкости нефти и воды; Н1 – водонефтегазовая смесь; Н2 – дегазированная водонефтяная смесь; Н3 – обезвоженная нефть; В1 – неочищенная вода; В2 –очищенная вода; Гн – газ низкого давления; Гв – газ высокого давления; Гт – газ топливный; БКНС – блочная кустовая насосная станция; ЦТП – центральный товарный парк

2.3.4 Газокомпрессорная станция (ГКС)

Газокомпрессорной станцией (ГКС) на нефтяном месторождении называется комплекс сооружений и оборудования для повышения давления сжатия попутного нефтяного газа. Газовые компрессоры предназначены для дожатия попутного газа при его транспортировке к месту утилизации. Попутный нефтяной газ (ПНГ) выделяется при добыче нефти и состоит из углеводородных и не углеводородных элементов. Из-за высокой теплопроводности ПНГ его активно применяют в других промышленности, таких как химическая и энергетическая.

Технологическая схема ГКС состоит из установок очистки газа, компрессорных цехов, установок воздушного охлаждения газа. Работа оборудования КС обеспечивается технологическими трубопроводами с запорно-регулирующей арматурой, маслосистемой, установками подготовки пускового, топливного и импульсного газов, системой электроснабжения и пр [41].

Нефтяной газ поступает на ГКС с различных объектов месторождения (с установки подготовки нефти, концевой сепарационной установки, установок дедетанизации и стабилизации конденсата), после сжатия до рабочего давления газ закачивается в трубопровод для транспортировки на установку комплексной подготовки газа [42].

2.3.5 Установка подготовки нефтяного газа

Нефтяной газ, добываемый из недр или вместе с нефтью, может содержать в своем составе различное количество твердых частиц (песок, окалина), конденсат тяжелых углеводородов, пары воды, воду жидком состоянии, углекислоту (CO_2), сероводород (H_2S), азот (N_2) и гелий (He).

Присутствие в газе этих примесей приводит к негативным последствиям при транспортировке ПНГ:

а) Присутствие механических примесей приводит к абразивному износу труб, арматуры и деталей компрессорного оборудования, засорению контрольно-измерительных приборов.

б) Происходит коррозия трубопроводов и образование гидратов из-за присутствия водяного пара в ПНГ.

в) Сероводород является вредной примесью, а при контакте с влагой способен образовывать растворы сернистой и серной кислот, резко увеличивающих скорость коррозии труб, арматуры и оборудования.

г) Углекислый газ вреден тем, что снижает теплоту сгорания газа, а также приводит к коррозии оборудования.

Эти причины обуславливают целесообразность отделения этих примесей непосредственно на промыслах. Таким образом, задачами промышленной подготовки газа является его очистка от механических примесей, тяжелых углеводородов, паров воды, сероводорода и углекислого газа. Глубина подготовки нефтяного газа к транспорту определяется условиями процессов конденсата – и гидратообразования, а также наличием коррозионноактивных примесей.

Технологии очистки ПНГ заключается в предварительном охлаждении газа, при этом все примеси конденсируются в башнях, циклонах, электрофильтрах, пенных и прочих аппаратах. Затем проходит процесс осушки, при котором влага поглощается твердыми или жидкими веществами.

Самые распространенные методы очистки ПНГ можно разделить на:

а) Сепарационные методы. Это самые простые технологии, применяемые исключительно для выделения конденсата после компримирования и охлаждения газа. Методы могут быть использованы в любых условиях и отличаются низким уровнем отходов. Однако качество получаемого ПНГ, особенно при низких давлениях, невысокое. Углекислый газ и сернистые соединения не удаляются.

б) Газодинамические методы. Основаны на процессах преобразования потенциальной энергии высоконапорной газовой смеси в звуковые и сверхзвуковые течения. Используемое оборудование отличается низкой стоимостью и простотой эксплуатации. При низких давлениях эффективность методов невысока, сернистые соединения и CO_2 также не удаляются.

в) Сорбционные методы. Позволяют осуществлять осушку газа как по воде, так и по углеводородам. Кроме того, возможно удаление небольших концентраций сероводорода. С другой стороны, сорбционные методы очистки плохо адаптируются к полевым условиям, а потери газа составляют до 30%.

г) Гликолевая осушка. Используется в качестве самого эффективного способа удаления влаги из газа. Данный метод востребован в качестве дополнения к другим способам очистки, поскольку удаляет только воды. Потери газа составляют менее 3%.

д) Обессеривание. Направлен на удаление из ПНГ сернистых соединений с помощью технологий аминовой отмывки, щелочной очистки, процесса «Серокс» и др. Недостатком является 100% влажность ПНГ на выходе.

е) Мембранная технология. Это самый эффективный метод очистки ПНГ. Его принцип основан на различной скорости прохождения отдельных элементов газовой смеси через мембрану. На выходе получаются два потока, один из которых обогащен легкопроницаемыми компонентами, а другой – труднопроницаемыми [43].

2.4 Поддержание пластового давления

На сегодня в нефтяной промышленности для повышения нефтеотдачи пластов используются мероприятия по поддержанию пластового давления (ППД). Система ППД представляет собой комплекс технологического оборудования необходимый для подготовки, транспортировки, закачки рабочего агента в пласт нефтяного месторождения с целью поддержания

пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта.

Система ППД включает в себя следующие технологические узлы (рисунок 29):

- а) систему нагнетательных скважин;
- б) систему трубопроводов и распределительных блоков (ВРБ);
- в) станции по закачке агента (БКНС), а также оборудование для подготовки агента для закачки в пласт[44].

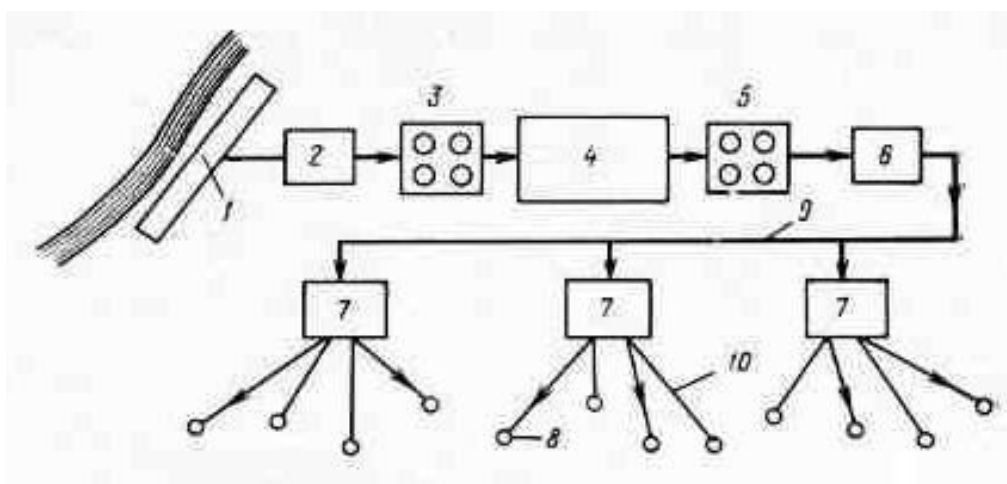


Рисунок 29 – Принципиальная схема системы ППД:

1-водозаборное устройство; 2 - станции I подъема; 3 - буферные емкости для грязной воды; 4 - станция водоподготовки; 5 - буферные емкости для чистой воды; 6 - насосная станция II подъема; 7 - кутовые насосные станции (КНС); 8 - нагнетательные скважины; 9 - разводящий водовод; 10 - водовод высокого давления (10 - 20 Мпа)

2.4.1 Система заводнения продуктивных пластов

Заводнение продуктивных пластов (эксплуатационных объектов) проводится с целью поддержания пластового давления и осуществления добычи нефти с сохранением заданных темпов отбора жидкости и газа. В настоящее время заводнение - это наиболее интенсивный и экономически

эффективный способ воздействия, позволяющий значительно уменьшить количество добывающих скважин, увеличить их дебит, снизить затраты на 1 т добываемой нефти [45,46].

Средой для закачивания в нефтяные пласты является подземная минерализованная вода и пресная поверхностная вода. На сегодня преимущества отдают использованию минерализованной вод (таблица 12).

Таблица 12 – Преимущества и недостатки использования подземной минерализованной воды для ППД

№	Достоинство	Недостаток
1	Нефтемывающие свойства. Чем выше температура и минерализация закачиваемой подземной воды, тем выше коэффициент вытеснения нефти.	Эрозия элементов проточной части насосов. Растворенный в подземных водах газ приводит к кавитационным срывам насосов, закачивающим воду в пласт.
2	Отсутствие разбухания глинистых частиц пласта, т. е. сохранение проницаемости пласта.	Сульфатовосстанавливающие бактерии в подземных водах. Вследствие этого в состав подземных вод входит значительное количество сероводорода, наличие которого отрицательно сказывается на показателях надежности насосного оборудования (приводит к интенсивному коррозионному износу элементов проточной части).
3	Ресурсосбережение. Экономить пресной воды озер, рек, грунтовые пресные воды	Механических износ насосов. При высоком содержании взвешенных веществ в подземных водах.

В случае закачки в пласт природных и сточных вод, они могут содержать примеси органического и неорганического происхождения. В природных водах могут содержаться различные газы, механические примеси, гидрозакись $Fe(OH)_2$ и гидроксид $Fe(OH)_3$ железа, а также микроорганизмы, в той или иной степени влияющие на процесс заводнения пластов. В сточных водах, кроме

того, могут присутствовать капельки нефти, а также большое количество солей, достигающее до 300 г/л.

Таким образом, воды, закачиваемые в пласт должны быть подготовлены с использованием следующих операций:

- а) осветления мутных вод коагулированием;
- б) декарбонизации;
- в) обезжелезивания;
- г) ингибирования.

На рисунке 30 представлена типовая схема установки подготовки природных вод.

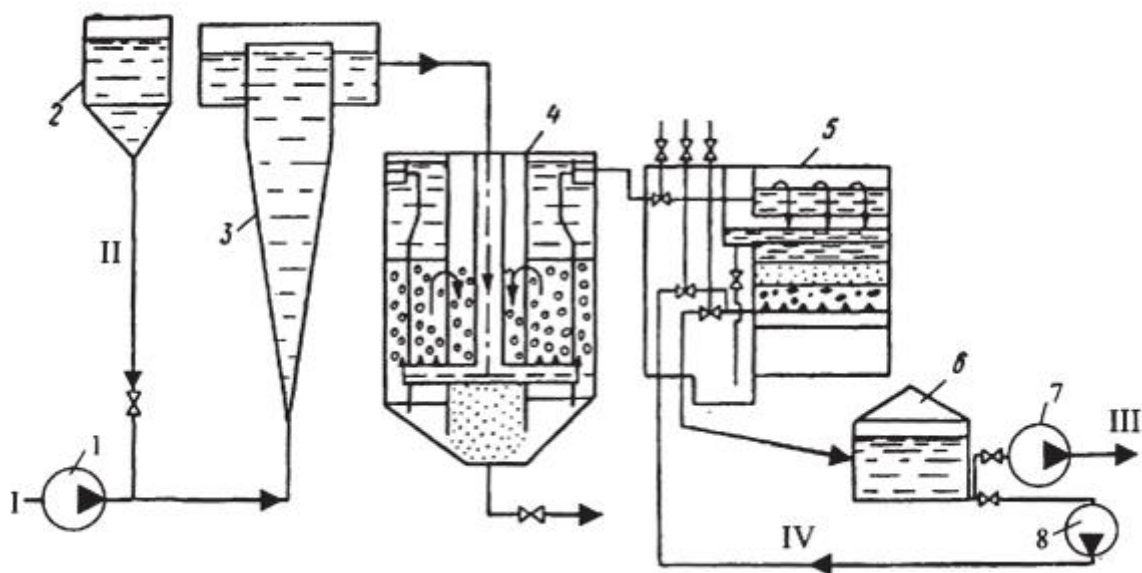


Рисунок 30 – Схема подготовки природных вод для закачки в пласт:
1, 7, 8 – насос; 2 – дозирующее устройство; 3 – смеситель; 4 – осветлитель;
5 – фильтр; 6 – резервуары;
I – неподготовленные природные воды; II – коагулянт; III – подготовленная
вода на кустовые насосные станции; IV – воды для очистки фильтра

Насос 1 забирает воду и подает ее в смеситель 3. По пути дозировочное устройство 2 вводит в нее коагулянт. В смесителе 3 коагулянт интенсивно перемешивается с водой, после чего обработанная вода поступает в осветлитель 4, где образуются и задерживаются хлопья. Окончательная очистка воды от хлопьев осуществляется в фильтре 5, откуда она самотеком направляется в резервуары 6. Затем насос 7 перекачивает воду на кустовые насосные станции (КНС), которые через нагнетательные скважины закачивают ее в пласт. Насос 8 служит для периодической очистки фильтра 5 от взвешенных частиц путем прокачки через него чистой воды.

В отличие от природных сточные воды могут содержать нефть, углекислый газ, сероводород и микроорганизмы. Соответственно их подготовка предусматривает:

- а) отстаивание от нефти и газа;
- б) уничтожение микроорганизмов.

Для подготовки сточных вод на промыслах используют схемы открытого и закрытого типа (рисунок 31).

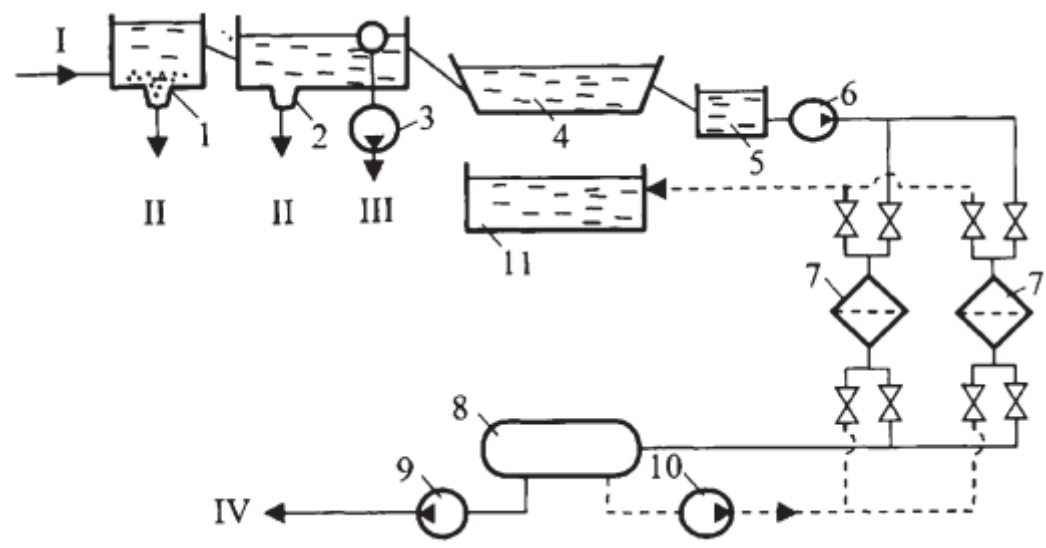


Рисунок 31 – Схема установки очистки пластовых вод открытого типа:
 1 – песколовка; 2 – нефтеловушка; 3, 6, 9, 10 – насосы; 4 – пруд-отстойник;
 5 – приемная камера; 7 – фильтр; 8 – емкость чистой воды;
 11 – илонакопитель; I – загрязненная вода; II – мехпримеси; III – нефть на
 УКПН; IV – вода на КНС

Согласно рисунку 31, отделенная при подготовке нефти вода сбрасывается по водоводу в песколовку 1 для удаления механических примесей. Далее вода, содержащая нефть, поступает в нефтеловушку 2, где за счет низкой скорости движения смеси капельки нефти успевают всплыть и откуда она периодически откачивается насосом 3 на УКПН. Далее вода с остаточным содержанием нефти (диаметр капель 70...80 мкм) самотеком поступает в два параллельно соединенных пруда-отстойника 4, в которых скорость воды не превышает 8 мм/с, в результате чего в ней всплывают практически все оставшиеся капельки нефти. Из прудов-отстойников вода самотеком поступает в приемную камеру 5, из которой забирается насосом 6 и через попеременно работающие фильтры 7 подается в емкость чистой воды 8. Затем эта вода насосом 9 откачивается на КНС. По мере загрязнения фильтры

отключают и ставят на промывку чистой водой из емкости 8 с помощью насоса 10. Загрязненную после промывки воду сбрасывают в илонакопитель 11.

Открытая схема водоподготовки позволяет очищать пластовые и ливневые сточные воды в одном потоке, независимо от состава, давления и газонасыщенности воды, а также совместно закачивать их в нагнетательные скважины. Рекомендуется для подготовки сточных вод с большим содержанием H_2S и CO_2 , для очистки воды от капелек нефти и механических примесей.

Недостатки:

- а) наличие площадей испарения;
- б) большие капиталозатраты на сооружение нефтеловушек и прудов-отстойников;
- в) контакт с кислородом воздуха увеличивает коррозионную активность воды.

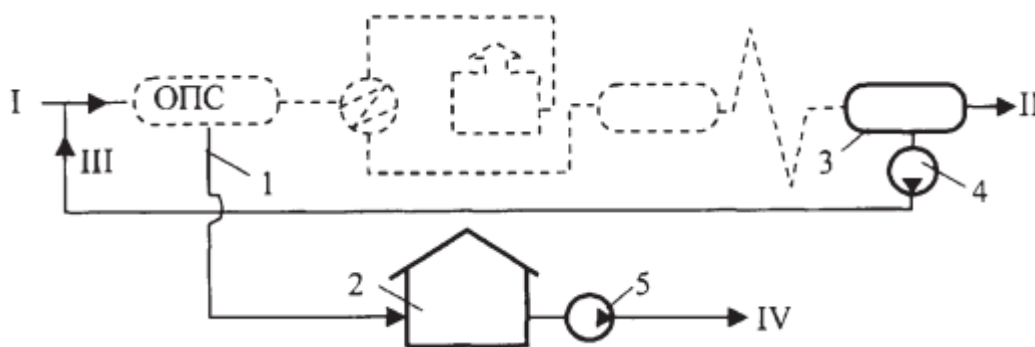


Рисунок 32 – Схема установки очистки пластовых сточных вод закрытого типа:

- 1 – линия сброса воды из отстойника; 2 – резервуар-отстойник;*
- 3 – теплоизолированный отстойник; 4, 5 – насосы; I – холодная «сырая» нефть; II – обезвоженная нефть; III – горячая вода с ПАВ;*
- IV – подготовленная вода на КНС*

На рисунке 32 показано, как отделенная от нефти в отстойнике предварительного сброса вода по линии сброса 1 направляется в резервуар-отстойник 2, а частично обезвоженная нефть (до 5 %), пройдя УПН, поступает в теплоизолированные отстойники 3. Процесс отделения воды в них ускоряется, благодаря произведенному в УПН нагреву и вводу ПАВ. Отделенная горячая вода поступает на прием насоса 4 и снова подается в отстойник предварительного сброса УПН, что позволяет уменьшить расход деэмульгатора и температуру нагрева эмульсии. Из резервуара-отстойника 2 пластовая сточная вода забирается насосом 5 и подается на КНС.

Использование закрытой системы подготовки воды позволяет:

- а) повысить интенсивность процесса подготовки воды с применением отстоя и фильтрования под давлением;
- б) существенно снизить агрессивность сточной воды путем исключения ее контакта с кислородом воздуха;
- в) использовать остаточное давление, существующее в системе подготовки нефти.

2.4.2 Кустовая насосная станция для закачки пресной воды в пласт

Кустовая насосная станция предназначена для закачки воды из поверхностных, подземных источников или промышленных очищенных сточных вод в нагнетательные скважины для поддержания давления в разрабатываемом продуктивном горизонте нефтяного месторождения.

Насосные выполняют функцию повышения давления технологической воды до уровня, обеспечивающего нагнетание воды в скважины системы поддержания пластового давления (заводнения). Энергоблоки служат для автоматического управления насосными агрегатами, контроля параметров и сигнализации состояния технологического оборудования, автоматического отключения насосного агрегата и включения резервного [47].

Для закачки воды используются насосные станции и установки, базирующиеся, в основном, на центробежных поршневых насосных агрегатах (рисунок 33) [48].

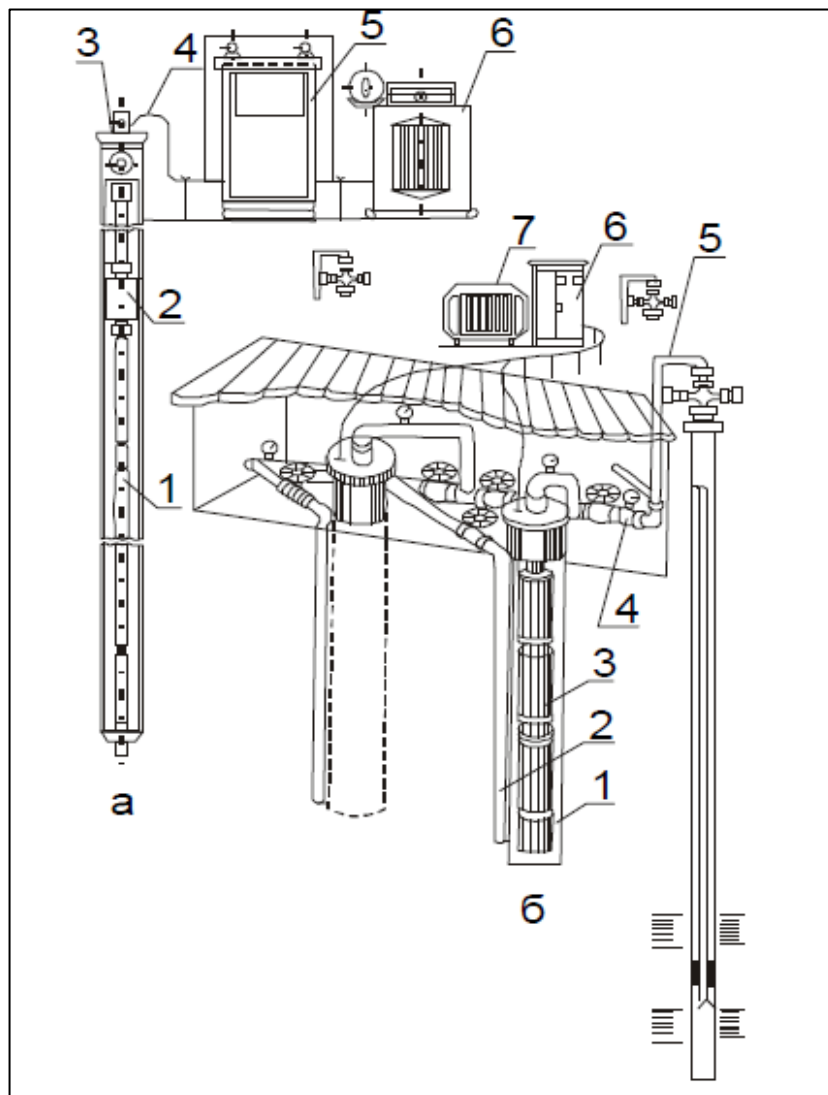


Рисунок 33 – Установка погружного центробежного электронасоса:

а – для подачи пластовых вод: 1 – погружной электродвигатель; 2 – погружной насос; 3 – оборудование устья скважины; 4 – силовой кабель; 5 – комплексное оборудование; 6 – трансформатор;

б – для закачки воды: 1 – шурф; 2 – разводящий водовод; 3 – электронасосный погружной аппарат; 4 – контрольно-измерительные приборы; 5 – нагнетательный водовод; 6 – комплексное устройство; 7 – трансформатор

К насосным станциям, называемым кустовыми насосными станциями (КНС), подключается до нескольких десятков нагнетательных скважин. Наибольшее развитие получили кустовые насосные станции блочного исполнения. Выделяются блочные кустовые насосные станции (БКНС) на базе центробежных насосов ЦНС-180 и ЦНС-500.

В состав БКНС входят насосные блоки, станции фильтрации воды, блок дренажный (вспомогательных) насосов, блок для размещения ЩСУ, блок для размещения возбуждателей синхронных электродвигателей, блок комплектной трансформаторной подстанции, блок распределительного устройства, блок плавного пуска, блок гребенки (блок коллекторов), блок операторной, блок маслохозяйства, блок аппаратурный, емкость аварийного слива масла с трансформаторов, емкости дренажные подземные и станция подпорных насосов.

2.4.3 Водораспределительная станция

Водораспределительная станция предназначен для распределения и измерения расходных параметров закачиваемой в нагнетательные скважины технологической воды. Блок размещается на отдельных площадках или площадках кустовых насосных станций системы поддержания пластового давления или на территории куста скважин [49].

Работа водораспределительной станции состоит в следующем: вода из магистрального водовода поступает в коллектор и далее через открытые задвижки распределяется по выходным трубопроводам, подсоединенным к нагнетательным скважинам. Объем и давление воды контролируется с помощью датчиков и вторичных преобразователей [50].

2.4.4 Установки для приготовления и дозирования реагентов

При разработке продуктивных нефтяных и газовых месторождений на нефтеотдачу существенным образом влияет качество получаемых в пласте технологических растворов. Установка для приготовления и дозирования реагентов предназначена для работ по повышению нефтеотдачи пластов регулированием коэффициента охвата пластов с низкой проницаемостью при поддержании пластового давления и гидродинамических методов добычи нефти. Обычная установка для приготовления и закачки технологических растворов содержит емкости для хранения и перевозки реагентов, пневмотранспортер для загрузки в герметичную емкость реагентов для перемешивания и растворения, нагнетательную линию системы поддержания пластового давления, плунжерный насос для закачки в скважину [51]. Однако известны установки, в состав которых входят так же бункера дозаторов реагентов (полиакриламида и др.), дозирующие насосы для растворов реагентов с датчиками верхнего уровня заполнения, расходомеры, электрообогреватели. Так же на установках производится смешение сыпучих и жидких материалов [52].

Технологические параметры и экологические воздействия установки зависят от типа используемых реагентов. Все многообразие реагентов, используемых на месторождениях нефти в системе ППД можно разделить на:

а) **Водные растворы ПАВ.** Заводнение водными растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ) направлено на снижение поверхностного натяжения на границе «нефть – вода», увеличение подвижности нефти и улучшение вытеснения ее водой. За счет улучшения смачиваемости породы водой она впитывается в поры, занятые нефтью, равномернее движется по пласту и лучше вытесняет нефть.

б) **Полимеры.** Полимерное заводнение заключается в том, что в воде растворяется высокомолекулярный химический реагент – полимер (полиакриламид), обладающий способностью даже при малых концентрациях

существенно повышать вязкость воды, снижать ее подвижность и за счет этого повышать охват пластов заводнением. Полимерные растворы, обладая повышенной вязкостью, лучше вытесняют не только нефть, но и связанную пластовую воду из пористой среды. Поэтому они вступают во взаимодействие со скелетом пористой среды, то есть породой и цементирующим веществом. Это вызывает адсорбцию молекул полимеров, которые выпадают из раствора на поверхность пористой среды и перекрывают каналы или ухудшают фильтрацию в них воды. Полимерный раствор предпочтительно поступает в высокопроницаемые слои, и за счет этих двух эффектов – повышения вязкости раствора и снижения проводимости среды – происходит существенное уменьшение динамической неоднородности потоков жидкости и, как следствие, повышение охвата пластов заводнением.

в) ***Щелочные растворы.*** Метод щелочного заводнения нефтяных пластов основан на взаимодействии щелочей с пластовыми нефтью и породой. При контакте щелочи с нефтью происходит ее взаимодействие с органическими кислотами, в результате чего образуются поверхностно-активные вещества, снижающие межфазное натяжение на границе раздела фаз «нефть – раствор щелочи» и увеличивающие смачиваемость породы водой. Применение растворов щелочей – один из самых эффективных способов уменьшения контактного угла смачивания породы водой, то есть гидрофилизации пористой среды, что приводит к повышению коэффициента вытеснения нефти водой.

г) ***Композиции химических реагентов*** (в том числе мицеллярные растворы). Механизм вытеснения нефти мицеллярными растворами определяется их физико-химическими свойствами. В силу того что межфазное натяжение между раствором и пластовыми жидкостями (нефтью и водой) очень низкое, раствор, устраняя действие капиллярных сил, вытесняет нефть и воду. При рассеянной остаточной нефтенасыщенности заводненной пористой среды перед фронтом вытеснения мицеллярным раствором разрозненные глобулы нефти сливаются в непрерывную фазу, накапливается вал нефти – зона

повышенной нефтенасыщенности, а за ней – зона повышенной водонасыщенности. Нефтяной вал вытесняет (собирает) только нефть, пропуская через себя воду. В зоне нефтяного вала скорость фильтрации нефти больше скорости фильтрации воды. Мицеллярный раствор, следующий за водяным валом, увлекает отставшую от нефтяного вала нефть и вытесняет воду с полнотой, зависящей от межфазного натяжения на контакте с водой. Такой механизм процессов фильтрации жидкости наблюдается во время вытеснения остаточной (неподвижной) нефти из заводненной однородной пористой среды [53].

2.4.5 Система закачки в продуктивный пласт газа высокого давления и углеводородных растворителей

Помимо заводнения пластовое давление можно поддерживать путем закачки в пласт углеводородных газов. Можно закачивать газы под высоким давлением, газы, обогащенные более тяжелыми углеводородами или закачивать газ высокого давления с предварительным нагнетанием в пласт сжиженного газа.

При нагнетании в пласт «сухого» газа происходит следующее: закачиваемый газ, попадая в пласт, насыщается углеводородами этаном (C_2H_6) и гексаном (C_6H_{14}). В результате фронт газа все больше и больше обогащается промежуточными компонентами нефти, и взаиморастворимость газа и нефти увеличивается. Течение такого флюида приближается к течению однофазного флюида, который движется по поровому пространству быстрее. Чтобы создавать при закачке сухого газа зону полной взаимной растворимости нефти и газа надо поддерживать давление 21 Мпа и более. Более простым способом смешивания нефти и газа является закачка жирного или обогащенного газа. При нагнетании такого газа C_2H_6 и C_6H_{14} конденсируются в пласте, благодаря чему нефть этими элементами обогащается, и нефть и газ взаимно растворяются. К недостаткам указанных методов следует отнести то, что в

условиях неоднородных коллекторов увеличение нефтеотдачи происходит лишь по отдельным пропласткам, обладающим большей проницаемостью [54].

2.5 Методы воздействия на пласт

Тепловые методы воздействия на пласт – это методы интенсификации притока нефти и повышения продуктивности эксплуатационных скважин, основанные на искусственном увеличении температуры в их стволе и призабойной зоне. Тепловые методы применяются в основном при добыче высоковязких парафинистых и смолистых нефтей (рисунок 34).

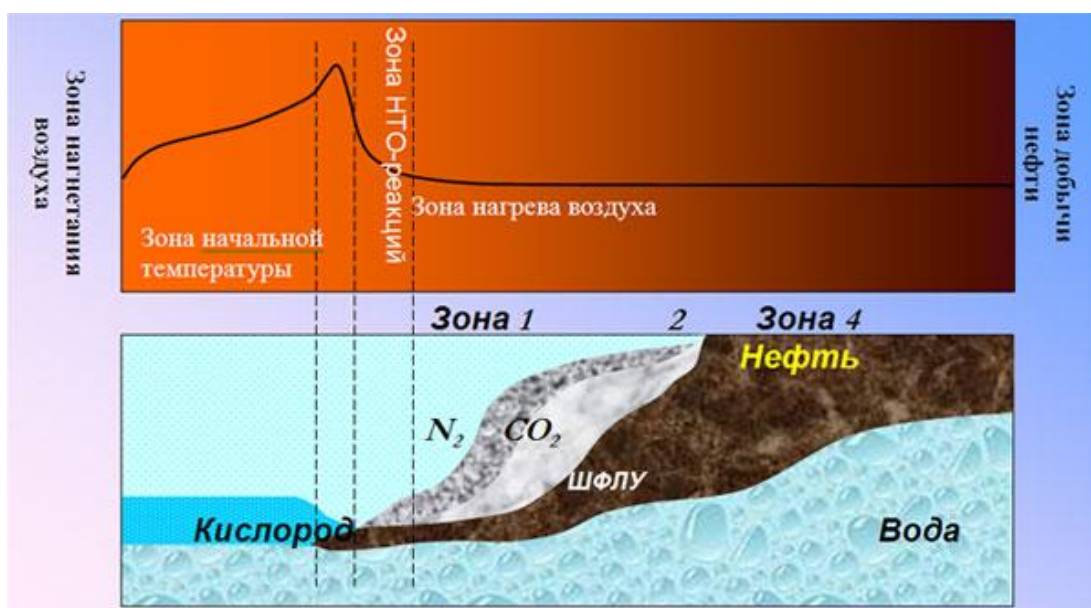


Рисунок 34 - Механизм теплового вытеснения нефти

Прогрев приводит к разжижению нефти, расплавлению парафина и смолистых веществ, осевших в процессе эксплуатации скважин на стенках, подъемных трубах и в призабойной зоне [53].

Система закачки в пласт пара или горячей воды высокого давления

Вытеснение нефти паром – метод увеличения нефтеотдачи пластов, наиболее распространенный при вытеснении высоковязких нефтей. В этом

процессе пар нагнетают с поверхности в пласты с низкой температурой и высокой вязкостью нефти через специальные паронагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности. Пар, обладающий большой теплоемкостью, вносит в пласт значительное количество тепловой энергии, которая расходуется на нагрев пласта и снижение относительной проницаемости, вязкости и расширение всех насыщающих пласт агентов – нефти, воды, газа. В пласте образуются следующие три зоны, различающиеся по температуре, степени и характеру насыщения:

а) Зона пара вокруг нагнетательной скважины с температурой, изменяющейся от температуры пара до температуры начала конденсации (400–200°С), в которой происходят экстракция из нефти легких фракций (дистилляция нефти) и перенос (вытеснение) их паром по пласту, то есть совместная фильтрация пара и легких фракций нефти.

б) Зона горячего конденсата, в которой температура изменяется от температуры начала конденсации (200°С) до пластовой, а горячий конденсат (вода) в неизотермических условиях вытесняет легкие фракции и нефть.

в) Зона с начальной пластовой температурой, не охваченная тепловым воздействием, в которой происходит вытеснение нефти пластовой водой.

При нагреве пласта происходит дистилляция нефти, снижение вязкости и объемное расширение всех пластовых агентов, изменение фазовых проницаемостей, смачиваемости горной породы и подвижности нефти, воды и др.

Циклическое нагнетание пара в пласты, или пароциклические обработки добывающих скважин, осуществляют периодическим прямым нагнетанием пара в нефтяной пласт через добывающие скважины, некоторой выдержкой их в закрытом состоянии и последующей эксплуатацией тех же скважин для отбора из пласта нефти с пониженной вязкостью и сконденсированного пара. Цель этой технологии заключается в том, чтобы прогреть пласт и нефть в призабойных зонах добывающих скважин, снизить вязкость нефти, повысить

давление, облегчить условия фильтрации и увеличить приток нефти к скважинам.

Установка внутрипластового горения

Метод извлечения нефти с помощью внутрипластового горения основан на способности углеводородов (нефти) в пласте вступать с кислородом воздуха в окислительную реакцию, сопровождающуюся выделением большого количества теплоты. Генерирование теплоты непосредственно в пласте – основное преимущество данного метода.

Процесс горения нефти в пласте начинается вблизи забоя нагнетательной скважины, обычно нагревом и нагнетанием воздуха. Теплоту, которую необходимо подводить в пласт для начала горения, получают при помощи забойного электронагревателя, газовой горелки или окислительных реакций. Этот метод заключается в создании в нефтяном пласте высокотемпературной зоны с $t_{пл} \sim 200^{\circ}\text{C}$ и более, которая при нагнетании окислителя (воздуха) перемещается по пласту от нагнетательной к эксплуатационной скважине [54].

После создания очага горения у забоя скважин непрерывное нагнетание воздуха в пласт и отвод от очага (фронта) продуктов горения (N_2 , CO_2 , и др.) обеспечивают поддержание процесса внутрипластового горения и перемещение по пласту фронта вытеснения нефти.

В качестве топлива для горения расходуется часть нефти, оставшаяся в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой и испарившимися фракциями нефти впереди фронта горения. В результате сгорают наиболее тяжелые фракции нефти.

В случае обычного (сухого) внутрипластового горения, осуществленного нагнетанием в пласт только воздуха, вследствие его низкой теплоемкости по сравнению с породой пласта происходит отставание фронта нагревания породы от перемещающегося фронта горения. В результате этого основная доля генерируемой в пласте теплоты (до 80% и более) остается позади фронта

горения, практически не используется и в значительной мере рассеивается в окружающие породы.

В последние годы в мировой практике все большее применение получает метод влажного горения. Процесс влажного внутрипластового горения заключается в том, что в пласт вместе с воздухом закачивается в определенных количествах вода, которая, соприкасаясь с нагретой движущимся фронтом горения породой, испаряется. Увлекаемый потоком газа пар переносит теплоту в область впереди фронта горения, где вследствие этого развиваются обширные зоны прогрева, выраженные в основном зонами насыщенного пара и сконденсированной горячей воды.

2.6 Вспомогательные процессы

2.6.1 Энергоснабжение

Поскольку вопросы генерации энергии подробно описаны в Справочнике по «Наилучшим доступным технологиям для крупных топливосжигающих установок» [55] в этом справочнике приводится описание методов производства энергии при добычи сырой нефти

Потребление и генерация электро- и тепловой энергии являются одним из важнейших аспектов при добыче нефти. Эта глава объясняет принципы генерации и управления энергетическими ресурсами в контексте добычи нефти.

Тепло и электричество необходимы для эксплуатации нефтяных месторождений. Большие потребности в теплоэнергии обеспечиваются сжиганием топлива или попутного нефтяного газа.

Топливо и топливные системы

Наиболее часто в качестве топлива для электростанции на нефтяном месторождении используется попутно-добываемый нефтяной газ. ПНГ используется для выработки энергии на газотурбинных и газопоршневых станциях. Эффективность этого способа достаточно высока. Неподготовленный “жирный” ПНГ так же могут использовать в котельных.

Готовая продукция из энергосистемы

Готовой продукцией промышленных энергетических систем являются тепло и энергия, необходимые для осуществления процессов добычи.

Электроэнергия

Энергия обычно генерируется в газовых турбинах на промышленной площадке и/или потребляется из электрической сети. Электричество необходимо для работы насосов, компрессоров, систем контроля, клапанов и т.д.

Энергетический менеджмент

Правильное проектирование и управление энергосистемами являются важными аспектами минимизации влияния нефтедобывающей деятельности на окружающую среду. Необходимо понимать, что эффективность использования энергии нефтедобывающих компаний может быть увеличена не только за счет отдельного процесса или эффективности системы генерации собственной энергии, но и за счет улучшения энергетического менеджмента, разработки и применения программ энергосбережения в целом на предприятии. Энергетический менеджмент уже давно является важным вопросом для промышленных предприятий нефтегазовой отрасли. Например, внедрение на предприятиях стандартов ISO 14000, EN 16001 или EMAS могут обеспечить разработку эффективной системы управления энергией и увеличить энергоэффективность в целом на предприятии. Стимулирование энергосбережения и постоянный контроль показателей потребления энергетических ресурсов в целом на нефтедобывающем предприятии являются одними из методов по снижению энергозатрат. Другими техническими средствами для увеличения энергоэффективности в целом на предприятии являются методы рекуперации энергии, примерами которых служат: установка котлов-утилизаторов и увеличения изоляции зданий и технологических установок для сокращения потерь тепла.

Вопросы увеличения эффективности использования энергии на отдельных установках приведены в Разделе 3 при описании значимых экологических воздействий каждого процесса.

2.6.2 Системы охлаждения

Подробное описание систем охлаждения представлено в справочнике НДТ по Промышленным системам охлаждения, который охватывают многие темы, имеющие отношение к сектору нефтедобычи. Поэтому справочник НДТ Добыча сырой нефти ограничивается кратким описанием всех используемых на промысле систем охлаждения.

Цель и принцип

Технологическое оборудование, используемое при добыче нефти, требует охлаждения во избежание аварийных ситуаций или для температурного режима при хранении продукции. Даже несмотря на происходящие теплообменные процессы между технологическим оборудованием и окружающей средой остается необходимость дополнительное охлаждение. Дополнительное охлаждение должно быть обеспечено внешней охлаждающей средой: водой и/или воздух.

Описание процесса

Широкий диапазон методов используется в целях охлаждения на промысловых площадках. Выбор системы охлаждения зависит от необходимой температуры охлаждения, от мощности охлаждения, риска загрязнения (контур первичного или вторичного охлаждения) и местных условий.

При добыче нефти используют следующие системы охлаждения технологического оборудования:

- а) воздушную систему охлаждения;
- б) прямоточную система охлаждения (природная вода);
- в) циркуляционную систему (оборотная вода, охлаждающая вода);
- г) закрытую система охлаждения;

д) систему смешанного типа (гибридную).

2.6.3 Водоснабжение

На нефтяных месторождениях вода используется для удовлетворения следующих нужд: - производственные нужды (бурение нефтяных и нагнетательных скважин, подготовка нефти, подготовка и переработка газа, подготовка пластовых вод, подпитка оборотных систем водоснабжения технологических объектов, охлаждение насосов и компрессоров, приготовление реагентов различного назначения, профилактический и другие виды ремонтов оборудования и аппаратуры, котельные установки и др.); хозяйственно-питьевых нужд, пожаротушения, обеспечения вахтовых поселков, полива зеленых насаждений, территории и др.; поддержания пластового давления продуктивных горизонтов.

В зависимости от потребности и качества вод, на территории месторождений и отдельных технологических объектов и комплексов формируются соответствующие системы водоснабжения, включая, в отдельных случаях и оборотные.

Понятие система водоснабжения включает комплекс инженерных сооружений по забору из водоисточников, подготовка и транспортировка воды до потребителя.

Особенностью объектов нефтегазодобычи являются незначительные расходы воды питьевого качества и большие потребные объемы на технологические нужды, нужды заводнения продуктивных пластов и пожаротушения. Для обеспечения водой всех объектов предусматривается строительство системы водоснабжения с комплексом необходимых сооружений, водозаборы для вод из подземных или поверхностных источников, имеющие множество конструктивных решений в зависимости от типа и особенностей водного источника; объекты для доведения воды до качества, предъявляемого к воде различными потребителями (они также

отличаются своими технологическими и конструктивными особенностями, принятыми методами и приемами, в зависимости от исходного качества воды и требуемой степени ее очистки); насосные станции для подачи воды от очистных сооружений до потребителей с магистральными (если это требуется) водоводами; распределительные водопроводные сети (различной конструкции и конфигурации), на объектах потребления. Все эти объекты должны предусматривать мероприятия, направленные на охрану, рациональное использование и воспроизводство водных источников. Для сокращения расхода свежей воды предусматриваются системы оборотного водоснабжения и повторного использования вод.

2.6.4 Резервуарный парк

Поскольку вопросы хранения сырья и продукции подробно освещаются в рамках горизонтального справочника НДТ “Сокращение выбросов / сбросов при хранении”, этот справочник содержит только краткое описание технологических решений.

Описание процесса

Сырая и товарная нефть хранится в резервуарах перед первичной подготовкой или подачей на магистральный трубопровод, соответственно. Резервуары для хранения нефти могут быть разделены на 4 основных типа: резервуары высокого давления, резервуары с фиксированной крышей и поднимающейся крышкой и резервуары с плавающей крышей.

Конструкции резервуаров с плавающей крышей. Плавающие крышки резервуаров действуют как барьер, уменьшающий испарения легких углеводородов из переданной на хранение нефти. Внешние резервуары с плавающей крышей в основном используются для хранения нефти.

Плавающие крыши (ПК) применяются в резервуарах, не имеющих стационарной кровли. Для удобства удаления осадков, выпавших на ПК, последняя должна иметь листовую настил с уклоном к центру. Дождевая вода с

ПК отводится через дренажную систему либо из шарнирно-сочлененных, либо из гибких гофрированных труб (рисунки 35-36).

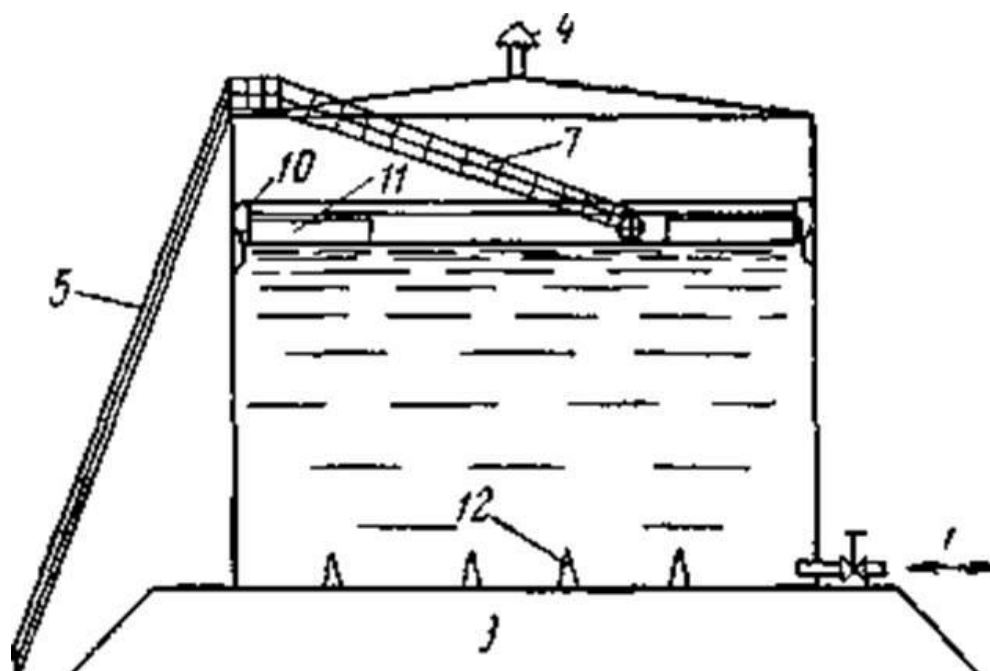


Рисунок 35 – Резервуар с плавающей крышей

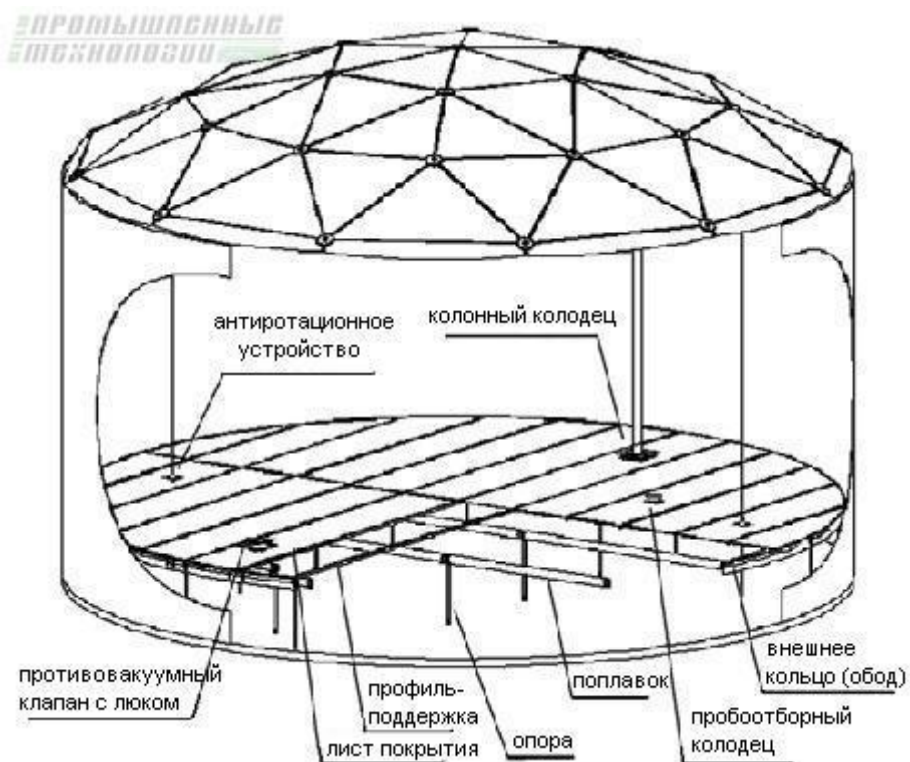


Рисунок 36 – Резервуар с понтоном

Для подъема на поверхность ПК служит передвижная лестница, конструкция которой обеспечивает горизонтальное расположение ступенек при любом положении крыши. С целью усиления жесткости верхней части корпуса резервуара с плавающей крышей вдоль верхнего пояса монтируют кольцевую площадку для сохранения устойчивости и восприятия ветровой нагрузки. Для удаления паровоздушной смеси и газов из-под плавающей крыши на ней установлен предохранительный клапан.

Резервуары делят на:

- а) резервуары вертикальные;
- б) резервуары горизонтальные.

Вертикальные цилиндрические резервуары имеют днище, стенку, крышу, эксплуатационное оборудование. В них хранятся нефтепродукты при малой их оборачиваемости (10-12 раз в год). При большей оборачиваемости нефтепродуктов применяются резервуары с плавающей крышей и понтоном.

Вертикальные резервуары применяют для хранения легковоспламеняющихся жидкостей (например, бензина) при объемах до 20000 м³; для хранения горючих жидкостей — до 50000 м³.

Объем вертикальных цилиндрических резервуаров колеблется от 100 до 50000 м³ и более и регламентируется нормальным рядом: 100, 200, 300, 400, 500, 700, 1000, 2000, 3000, 5000, 10000, 20000, 30000 и 50000 м³. Все резервуары нормального ряда (исключая в некоторых случаях резервуары объемом 50000 м³) строят промышленным методом из рулонных заготовок. Резервуары объемом 50000 м³ сооружают как из рулонных заготовок, так и листовым способом.

Проектирование резервуаров объемом более 50000 м³ выполняют по индивидуальным техническим условиям. В зависимости от объема и места расположения вертикальные резервуары подразделяются на три класса:

класс I — особо опасные резервуары: объемами 10000 м³ и более, а также резервуары объемами 5000 м³ и более, расположенные непосредственно по берегам рек, крупных водоемов и в черте городской застройки;

класс II — резервуары повышенной опасности: объемами от 5000 до 10000 м³;

класс III — опасные резервуары: объемами от 100 до 5000 м³.

Крупные резервуары для хранения нефтепродуктов в районах с нормативным весом снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли до 1,5 кПа включительно могут иметь плавающие крыши без стационарной крыши.

Горизонтальные цилиндрические резервуары предназначены для хранения нефтепродуктов под избыточным давлением до 70 кПа (7000 мм вод. столба). Резервуары имеют простую форму, транспортабельны по железной дороге, что ограничивает диаметр до 3,25 м. В отдельных случаях диаметр резервуара может достигать до 4,0 м. Наибольшее распространение получили резервуары для нефтепродуктов объемом 5, 10, 25, 50, 75 и 100 м³.

Горизонтальные резервуары могут быть надземного и подземного расположения.

Раздел 3 Текущие уровни эмиссий в окружающую среду

Этот раздел справочника НДТ содержит данные о фактических уровнях воздействий технологических блоков предприятий нефтедобывающей промышленности. Структура Раздела 3 идентична структуре Раздела 2 и описывать те же технологические блоки с добавлением описания экологических воздействий от факельных систем, шламовых амбаров, очистных сооружений и технологий «на конце трубы».

3.1 Экологических воздействий в целом по месторождению нефти

Предприятия нефтедобывающей промышленности ответственны за 20% выбросов в атмосферу РФ загрязняющих веществ. При добыче нефти возможны промышленные выбросы газа, паров нефти и конденсата через продувочные свечи, факельные стояки, дыхательные клапаны резервуаров и предохранительные клапаны. Так, в настоящее время в РФ технологические резервуары на большинстве дожимных насосных станций и нефтесборных пунктов работают как отстойники, то есть каждый резервуар работает при одновременном наполнении и откачке, при постоянном отрегулированном открытом состоянии приёмных и выкидных задвижек. При этом попутный газ, оставшийся в нефти после сепарации в концевых сепарационных установках, выделяется в резервуарах, накапливается в их газовоздушном пространстве и выбрасывается в атмосферу через дыхательные клапаны.

Основными загрязняющими веществами, входящими в состав выбросов являются пары углеводородов, а при разработке высокосернистых соединений так же и сероводород. Использование силовых агрегатов на нефтяном месторождении приводит к выбросам оксидов серы, азота и углерода.

Сероводород, содержащийся в добываемой водонефтяной эмульсии, имеет естественное происхождение или образуется в результате жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий при закачке в пласт

заражённой ими пресной воды, необходимой для поддержания пластового давления.

В процессе сбора и первичной подготовки нефти на промысле основная опасность возникает при сборе сырой нефти, сепарации и утилизации попутных газов. Источниками воздействия на окружающую среду могут быть: нефтяные резервуары, трубопроводы, факельные системы. Причинами воздействия являются: потери лёгких фракций при хранении, коррозия трубопроводов, процессы горения. Основными загрязнителями окружающей среды являются: попутные нефтяные газы, продукты неполного сгорания попутных газов, азотистые и сернистые соединения, поверхностно-активные вещества, одоранты и др.

В условиях интенсивного освоения нефтегазодобывающих районов отмечается значительное техногенное воздействие на пресные подземные воды. Среди наиболее мощных источников загрязнения - нефтяные промыслы и нефтепроводы, а также промысловые и нагнетательные скважины. При этом загрязнение подземных вод происходит нефтью и нефтепродуктами, промысловыми водами и промывочными жидкостями буровых скважин. Причиной загрязнений может явиться, например, утечка нефти или газа из трубопроводов и промысловых вод из нагнетательных скважин.

Нарушения целостности обсадных колонн, технологии проходки и крепления скважин являются причинами образования внутренних очагов загрязнения.

Основным путём проникновения загрязняющих веществ в районе промыслов часто является зона повышенной вертикальной проницаемости непосредственно вдоль стволов промысловых скважин.

В ходе эксплуатации месторождений опасность загрязнения водных источников возникает при добыче и транспортировке нефти и газового конденсата, закачке воды для поддержания пластового давления, при сборе и первичной подготовке сырой нефти и газового конденсата на промыслах,

сепарации попутных газов. Источниками загрязнения могут явиться отстойники, нефтесборные коллекторы, кустовые насосные станции, добывающие и нагнетательные скважины, трубопроводы, нефтяные резервуары, продувочные свечи и конденсатосборники на низких участках трасс газопроводов. Причинами воздействия являются агрессивность транспортируемой среды, рост обводнённости продукции скважин, коррозия оборудования, плохая герметичность, разрушение трубопроводов. Основными загрязнителями при этом являются: нефть при аварийных выбросах и потерях при транспортировке, сточные воды различной степени минерализации, поверхностно-активные соединения, ингибиторы коррозии, газовый конденсат, сероводород, различные соли.

На территориях среднего нефтепромысла площадь нарушенных земель достигает 20-22% в границах горного отвода. Из них 2-3%, а порой до 10% загрязнены нефтью и подтоварными пластовыми водами. Содержание нефтепродуктов в почве достигает 4 т/га, составляя в среднем 1,8 т/га. На всех месторождениях имеются не-рекультивированные шламовые амбары.

При хранении нефтешламов в шламонакопителях и пополнении их новыми порциями происходит естественное перемешивание хранившихся и всех вновь поступающих нефтешламов и их отстой. При поступлении очередного количества нефтешлама в результате перемешивания нарушается основное равновесие системы, постепенно система приближается к достижению прежнего равновесия, но степень обводнения осадка увеличивается и вследствие этого увеличивается его объём. В то же время в результате продолжительного хранения и протекающих при этом физико-химических процессов, характерных для коллоидных систем, происходит его концентрирование.

Шламонакопители, представляющие собой открытые земляные ёмкости, требуют больших территорий для размещения, пожароопасны, являются источником загрязнения окружающей среды вследствие испарения

нефтепродуктов и опасности проникновения в грунтовые воды, поэтому обезвреживание и утилизация нефтешламов является острой проблемой [56].

Основные воздействия при строительстве и эксплуатации объектов нефтедобычи на суше и море сведены в рисунках 37.



Рисунок 37 – Виды и объекты воздействия нефтедобывающих предприятий на суше

Морские объекты

		Виды воздействия													
		Штатные							Нештатные						
		Образование осадков	Вмешательство в морскую биоту	Свет	Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	Сброс сточных вод	Состояние морской биоты	Образование твердых отходов	Шум	Разлив топлива	Разлив сырой нефти	разлив химических веществ			
Этапы проекта	Строительство	■	■					■	■	■	■	■	■	■	■
	Эксплуатация			■	■	■		■	■	■			■	■	■
	Ликвидация														
Объекты воздействия	Морская флора	■	■		■	■	■	■	■	■			■	■	■
	Морская фауна	■	■		■	■	■	■	■	■			■	■	■
	Планктон	■	■		■	■	■	■	■	■			■	■	■
	Ихтиоценоз		■		■	■	■	■	■	■	■		■	■	■
	Серые киты		■		■	■	■	■	■	■	■		■	■	■
	Ластоногие		■		■	■	■	■	■	■	■		■	■	■
	Береговые птицы		■	■	■	■	■	■	■	■	■		■	■	■

■ - потенциальное воздействие

Рисунок 38 – Виды и объекты воздействия нефтедобывающих предприятий на море

3.2 Строительство скважин

Основные аспекты воздействия при строительстве скважин на суше и на море сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Потенциальные воздействия на окружающую среду, оказываемые объектами нефтяного месторождения на этапе строительства

№	Вид воздействия	Источник воздействия	Объекты воздействия	Временные рамки воздействия	Масштаб воздействия	Степень устойчивости воздействия
<i>Объекты суши</i>						
1	Изъятие земель и изменение режима землепользования	Размещение объектов Проекта	Ландшафты, земли, почвы	Долгосрочное	Региональный	Постоянное
2	Открытие доступа в ранее недоступные районы	Строительство трубопровода, ОБТК и инфраструктуры	Растительный и животный мир	Среднесрочное/долгосрочное	Региональный	Постоянное
3	Удаление растительного покрова и деревьев	Строительные работы	Растительный и животный мир, микроклимат	Долгосрочное	Региональный	Обратимое
4	Нарушение земель и почв	Все виды земляных работ (включая взрывные)	Растительный и животный мир/грунтовые воды	Среднесрочное	Локальный	Постоянное

Продолжение таблицы 13

5	Нарушение русел рек	Строительство трубопровода через русла рек	Русла рек, речная ихтиофауна, особенно лососевые, пресноводный бентос, речная растительность	Кратко- и среднесрочное	Региональный	Обратимое
6	Выбросы в атмосферу	Строительный транспорт и механизмы, хранение ГСМ и материалов, работа завода СПГ на пусковом этапе	Атмосферный воздух	Кратко- и среднесрочное	Локальный	Преходящее
7	Сброс сточных вод	Сточные воды от поселков строителей, мойки оборудования и транспорта, гидравлические испытания трубопроводов, обезвоживание рунта	Зодно-болотные угодья (на севере), поверхностные и грунтовые воды, почва	Кратко- и среднесрочное	Региональный	Преходящее
8	Образование твердых отходов	Строительные работы и поселки строителей	растительность, почвы и подземные ресурсы	Среднесрочное	Региональный	Преходящее

Продолжение таблицы 13

9	Шум	Строительный транспорт и оборудование	Животный мир	Среднесрочное	Локальный	Преходящее
<i>Объекты на море</i>						
1	Образование осадков, приводящих к потере среды обитания или ее	Дноуглубительные работы при строительстве морских сооружений, прокладке морских трубопроводов, дампинге	Морская флора и фауна, включая бентос, планктон, морских млекопитающих	Долгосрочное	Локальный	Обратимое
2	Факторы беспокойства (шум, столкновения и др.)	Движение морских судов и строительные работы во время строительства трубопровода, платформы и ТШ	Рыбные ресурсы, морские млекопитающие, береговые птицы	Средне- и долгосрочное	Точечный	Преходящее
3	Сброс сточных вод в море	Сброс сточных вод гидроиспытания	Морская флора и фауна	Кратко- и среднесрочное	Локальный	Обратимое

Выбросы

В период строительства месторождения на суше основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются:

- а) Машинное оборудование на стройплощадке;
- б) Вспомогательные механизмы;
- в) Транспортные средства;
- г) Оборудование для земляных работ (бульдозеры, экскаваторы и т. д.).

Морские суда и строительное оборудование (драги, электрогенераторы) и вертолеты используемые при проведении работ на море, будут являться источниками загрязнения атмосферного воздуха.

Основные загрязняющие вещества, содержащиеся в выбросах при проведении строительных работ на море, такие же, как при строительстве на суше: CO, CO₂, NO_x, SO₂, углеводороды и взвешенные вещества.

Следует отметить, что запыление в летний период является основным видом потенциального воздействия на атмосферный воздух на этапе строительных работ на суше. Это воздействие будет вызвано выемкой грунта и образованием отвалов. Исключением для строительных работ на море является отсутствие пыли.

Земельные ресурсы

К одному из масштабных видов воздействия, которое оказывается при строительстве скважин на суше, является отчуждение земель и изменение режима природопользования. Нарушение земель и почв связано со следующими основными видами земляных работ:

- а) Очистка поверхности, снятие верхнего слоя почвы
- б) Выемка и засыпка грунта, рытье траншей для:
 - трубопроводов;
 - строительства подъездных путей;
 - выемки и засыпки грунта для планировки сооружений и рытья котлованов под фундаменты;

– выемки грунта на участках берегового примыкания трубопроводов.

в) Добыча крупно- и среднезернистого сыпучего материала – аллювиальных песков, гравия или щебня для: ингредиентов бетона, дорожных оснований и подготовок, засыпок под трубопроводы и дренажа, замены вынутого мягкого грунта материалом объемной засыпки.

При разработке месторождений на море наибольшее воздействие на физическую среду моря окажут дноуглубительные работы. Процесс строительно-монтажных работ в море предполагает выполнение дноуглубительных и иных работ на море вдоль трасс морских трубопроводов в районах добычи и на терминалах отгрузки.

Сточные воды

Основное воздействие на поверхностные воды суши возникает вследствие: пересечения водных объектов и сброса сточных вод в водные объекты.

На этапе строительства образуются разные категории сточных вод из большого количества точечных источников. При условии сведения объемов сточных вод к минимуму и надлежащем контроле над очисткой, сточные воды не будут оказывать существенного воздействия на окружающую среду.

Выделяются 3 вида сточных вод, образующихся в ходе строительных работ на суше:

а) Хозяйственно-бытовые сточные воды поселков строителей и стройплощадок. Не подвергшиеся очистке стоки содержат органические вещества, поверхностно-активные вещества, бактерии и вирусы.

б) Сточные воды, образующиеся при мойке транспорта и строительных машин.

Неочищенные сточные воды содержат поверхностно-активные вещества, масла и смазку.

в) Воды от гидравлических испытаний трубопроводов и резервуаров под давлением. Неочищенные стоки содержат накипь, металлы, масла и, возможно, морскую соль, ингибиторы коррозии и биоциды.

Каждый из источников сброса сточных вод имеет отличные от других параметры и требует соответствующих мероприятий по очистке стоков.

Сточные воды обычно могут содержать примеси, способные загрязнять грунтовые воды и влиять на биологические ресурсы водоемов.

Стоки от гидравлических испытаний представляют наиболее серьезную проблему с точки зрения риска и организации сбора, очистки и удаления по следующим причинам:

а) Стоки поступают на станции очистки и/или утилизации большими объемами, и, как правило, под большим давлением.

б) Стоки по своим химическим свойствам требуют специальной очистки.

в) При гидроиспытаниях может быть использована морская вода, которая потом будет сброшена в пресные водные объекты (маловероятно, но возможно).

Основными потенциальными последствиями, связанными со сбросами сточных вод на этапе строительства объектов, является загрязнение почв, поверхностных и подземных вод.

Источником образования сточных вод при разработке месторождения на море является морской транспорт, использующийся на этапе строительства. Сточные воды состоят из компонентов, типичных для всех морских судов (вода систем охлаждения, бытовые сточные воды).

Считается, что сбросы сточных вод от любых судов, использующихся на этапе строительства, не будут иметь значительных последствий для морской среды.

Объемы образующихся сточных вод операций по бурению представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Объемы сточных вод бурения

№	Наименование отхода	Масса отходов, / тыс. т нефти	Источник образования	Обращение с отходами
1	Буровые сточные воды	0,11 -6,6	Операции по бурению	Использование на технологические нужды

Состав сточных вод операций бурения представлен в таблица 15.

Таблица 15 – Состав сточных вод бурения

№	Наименование отхода	Агрегатное состояние	Состав	Содержание, %
1	Буровые сточные воды	Жидкое	Водный раствор	99,0
			Взвешенные вещества	0,5
			Нефтепродукты, нерастворенные в воде	0,5

Отходы

Предполагается, что большая часть твердых отходов за весь период жизни скважины образуется на этапе строительства (более 60%). При этом на сооружения, расположенные на суше, приходится более 95% строительных отходов, тогда как образование отходов на морских сооружениях относительно невелико. Таким образом, говоря о сборе и удалении отходов, прежде всего, рассматривается этап строительства объектов на суше.

В таблице 16 представлен объем образования основных отходов производства на этапе бурения.

Таблица 16 – Объемы образования отходов производства на этапе бурения скважины

№	Наименование отхода	Масса отходов, т / тыс. т нефти	Источник образования	Обращение с отходами
1	Буровой шлам	0,09-4,81	Эксплуатационное и поисково-разведочное бурение, реконструкция скважин	Размещение на собственной предприятии (шламовые амбары кустовых площадок)
2	Буровой раствор	0,06- 3,64	Отработанный буровой раствор	Использование в технологических целях
3	Остатки химических реагентов	0,57-1,7	Технологический процесс приготовления бурового раствора, лаборатория	Передача другим предприятиям

При бурении скважин так же образуются отходы металлов в виде изношенных буровых труб, огарки электродов и пластмассовые заглушки от труб.

Состав отходов операций бурения представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Состав отходов бурения

№	Наименование отхода	Агрегатное состояние	Состав	Содержание, %
1	Буровой шлам	Шлам	Выбуренная порода Нефтепродукты Хлориды	99,8 0,14 0,02
2	Отработанный буровой раствор	Суспензия	Механические примеси Водный раствор	99,0 1,0

Шум

Во время строительства объектов основными источниками шума будут:

- а) Машинное оборудование на стройплощадках.
- б) Вспомогательные механизмы.

в) Транспортные средства.

г) Оборудование для земляных работ (бульдозеры, экскаваторы и т. д.).

При строительстве объектов на море основными источниками шума будут: вертолеты, морские суда, драги и строительное оборудование.

Воздействие от данных источников будет носить локальный характер, но отличаться по продолжительности. Соответственно, вопрос шумового воздействия важен в экологически чувствительных районах.

3.3 Сбор и транспорт продукции нефтяных скважин

3.3.1 Скважина

При эксплуатации скважинного оборудования основным видом воздействия являются выбросы атмосферных воздуха и энергопотребление.

Выбросы

Основными источниками выбросов работающей скважины являются дренажные емкости и неплотности элементов оборудования скважин. Пример состава и источников выбросов при эксплуатации нефтяной скважины приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Источники и состав выбросов в атмосферу от нефтяной скважины

№	Источник	Загрязняющее вещество	Валовый выброс загрязняющего вещества, т/год			
			Установка 1	Установка 2	Установка 3	Установка 4
1	Дренажная емкость	Сероводород	0,000019	0,000025	0,000012	0,000023
		Гексан	0,008	0,01	0,005	0,01
		Метан	0,02	0,03	0,01	0,03
		Бензол	0,0001	0,0001	0,00007	0,0001
		Ксилол	0,00003	0,00005	0,00002	0,00004
		Толуол	0,00007	0,00009	0,00004	0,00008
2	Элементы оборудования скважин	Сероводород	0,1	0,2	0,1	0,2

Энергопотребление

Наибольшие объемы потребления энергии происходит в результате работы силовых агрегатов скважины. В таблице 19 предоставлены данные по расходу энергоносителей при эксплуатации скважин насосным способом.

Таблица 19 – Расходы энергоносителей и расход химикатов на работу скважины

Показатель	Штанговые насосы	Электроцентробежные насосы	Погружные винтовые насосы
<i>Энергоносители</i>			
Электричество (кВт-час/ м ³)	4-3557	9-16	6-1558 кВт/м ³
Топливо (т.у.т/м ³)	Не более 0,0097 59	Не более 0,0097 ⁶	Не более 1,2 кг. у.т./т ⁶

Сточные воды

На этапе добычи нефти не образуется жидких отходов, поскольку нефть в смеси с пластовой водой подвергаются разделению на последующих стадиях.

Отходы

В качестве отходов эксплуатации скважин образуются отработанные масла в результате замены масел в оборудовании, сальниковые и паронитовые (таблица 20).

Таблица 20 – Объемы образования отходов эксплуатации нефтяной скважины

№	Наименование отхода	Масса отходов, т	Источник образования	Обращение с отходами
1	Масла промышленные отработанные	8,6	Замена масел в оборудовании	Использование на собственные нужды предприятия (слив в технологический процесс)
2	Сальниковая набивка асбесто-графитовая, промасленная (содержание масла 15% и более)	0,015	Замена сальниковых прокладок	Передача на обезвреживание
3	Резиноасбестовые отходы	0,24	Замена паронитовых прокладок	Передача на обезвреживание

Состав образующихся при эксплуатации скважины отходов представлен в таблице 21.

Таблица 21 – Состав отходов эксплуатации скважины

№	Наименование отхода	Агрегатное состояние	Состав	Содержание, %
1	Масла индустриальные отработанные	Жидкое	Углеводороды предельные (C12-C19) Вода Механические примеси	99,82 0,1 0,08
2	Сальниковая набивка асбесто-графитовая, промасленная (содержание масла 15% и более)	Твердое	Асбест Графит Масла Целлюлоза Полипропилен	4,0 9,0 11,0 71,0 5,0

Значительная часть твердых отходов образуется в случаях аварийных ситуаций (разливы нефтепродуктов) или проведения ремонтных работ, что не рассматривается в рамках справочника по НДТ.

3.3.2 Трубопроводы сбора и транспорта скважинной продукции

При нормальной работе скважин трубопроводные системы не являются значительными источниками воздействия на объекты окружающей среды. На данном этапе воздействия будут происходить при неплотностях крепления трубопроводов .

Выбросы

Источники выбросов и их количественная характеристика приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Источники выбросов трубопроводных систем

№	Источник	Загрязняющее вещество	Валовый выброс загрязняющего вещества, т/год			
			Установка 1	Установка 2	Установка 3	Установка 4
1	Обязка нефтесборного пункта от кустов до ДНС	Гексан	89	93,0	108,7	54
		Метан	239	250	293	132
		Бензол	1,16	1,21	1,42	0,65
		Ксилол	0,37	0,38	0,45	0,21
		Толуол	0,73	0,76	0,89	0,41
2	Газопровод	Метанол	0,0029	0,0028	0,004	0,003
2	Свечи продувки газопровод	Метан	0,37	0,13	0,25	0,27
3	Конденсат осборник	Метан	8,2	7,9	8,1	8,2

Сточные воды

На этапе промыслового сбора нефти не образуется жидких отходов, поскольку нефть в смеси с пластовой водой подвергаются разделению на последующих стадиях.

Воздействие на поверхностные воды может произойти в результате:

а) Мероприятий по техническому обслуживанию трубопроводов вблизи водотоков или непосредственно в них.

б) В случае недостаточного укрепления засыпанной траншеи и восстановления нарушенных берегов при прокладывании трубопровода через водотоки может произойти размыв русла реки.

Промышленные отходы

На стадии промыслового сбора нефти твердые отходы производства могут образовываться только в случае аварийных разрывов трубопроводов или

ремонтных работ. В таблице 23 приведены данные по объёмом образования отходов производства.

Таблица 23 – Объёмы образования отходов на стадии внутрипромыслового транспорта нефти

№	Наименование отхода	Масса отходов, т	Источник образования	Обращение с отходами
1	Отходы стекловолокна	0,04-0,1	Замена изоляции на трубопроводе	Передача на утилизацию
2	Лом и отходы металлов и сплавов	3,0-36	Процесс монтажа оборудования, ремонт техники и оборудования	Передача на утилизацию

Состав отходов транспорта нефти представлен в таблице 24.

Таблица 24 – Состав отходов транспорта нефти

№	Наименование отхода	Агрегатное состояние	Состав	Содержание, %
1	Отходы стекловолокна	Твердое	Стекловолокно	100
2	Лом и отходы металлов и сплавов	Твердое	Металл	100

3.3.3 Установка ввода реагента в трубопровод

При эксплуатации установки ввода реагентов в трубопровод не оказываются существенных экологических воздействий. Выбросы в атмосферу могут происходить из-за отсутствия герметичности оборудования и будут зависеть от природы реагента, дозируемого в трубопровод. Другим значимым источником воздействия является энергопотребление, что зависит от конструкции дозатора.

3.3.4 Установка путевого подогрева нефти

Установка путевого подогрева нефти является крупным источником выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Источником выбросов являются процессы горения топлива. Объемы и составы выбросов этих установок будут зависеть от конструкций печей и типе используемого топлива.

В таблице представлены источники, загрязняющие вещества и объемы выбросов технологического блока.

Таблица 25 – Источники и объемы выбросов установок путевого подогрева нефти

№	Источник	Загрязняющее вещество	Валовый выброс загрязняющего вещества, т/год			
			Установка 1	Установка 2	Установка 3	Установка 4
1	Горелки печей	Азота диоксид	2,3	2,2	2,2	2,3
		Азота оксид	0,38	0,44	0,44	0,38
		Углерод оксид	5,37	10,90	10,90	5,37
		Метан	0,12	0,096	0,096	0,12
		Бенз/а/пирен	$2 \cdot 10^{-7}$	$2 \cdot 10^{-7}$	$1 \cdot 10^{-7}$	$1 \cdot 10^{-7}$

3.3.5 Установка для приготовления растворов для ремонта скважин

Источники и загрязняющие вещества, в составе выбросов и сбросов установки, будут зависеть от типа используемых реагентов.

Основные источники и объемы выбросов установок для приготовления реагентов для ремонта скважин представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Источники и объемы выбросов установок для приготовления реагентов для ремонта скважин

№	Источник	Загрязняющее вещество	Валовый выброс загрязняющего вещества, т/год				
			Установка 1	Установка 2	Установка 3	Установка 4	Установка 5
Блок регенерации ТЭГ							
1	Горелка испарителя	Азота диоксид	0,34	0,35	0,33	0,32	0,32
		Азота оксид	0,068	0,07	0,066	0,072	0,069
		Углерод оксид	1,69	1,70	1,70	1,65	1,670
		Метан	0,014	0,014	0,015	0,014	0,015
		Бенз/а/пирен	$2 \cdot 10^{-7}$	$2 \cdot 10^{-7}$	$1,5 \cdot 10^{-7}$	$1 \cdot 10^{-7}$	$2 \cdot 10^{-7}$
2	Свеча продувки	Метан	0,0039	0,0038	0,004	0,0038	0,004
3	Насосная	Этиленгликоль	0,32	0,33	0,31	0,33	0,32
Узел приготовления антифриза							
1	Емкость хранения	Этиленгликоль	0,001	0,005	0,009	0,002	0,003
2	Теплообменник	Этиленгликоль	0,24	0,012	0,15	0,24	0,3

Продолжение таблицы 26

Насосная масел и реагентов							
1	Насосы перекачки масла	Масло минеральное нефтяное	0,007	0,006	0,012	0,008	0,006
2	Насосы перекачки ЭГ	Этиленгликоль	0,007	0,008	0,005	0,001	0,017
3	Насосы перекачки метанола	Метанол	0,0006	0,0005	0,0008	0,001	0,0006

3.3.6 Дожимная насосная станция

Выбросы

Дожимные насосные станции являются крупными источниками выбросов на нефтяном промысле. В результате потребления топлива генераторами энергии установки образуются выбросы диоксидов азота, серы и углерода. При использовании масляных насосов в составе установки так же образуются большие объемы выбросов углеводородов.

Таблица 27– Источники, состав и объемы выбросов ДНС

№	Источник	Загрязняющее вещество	Валовый выброс загрязняющего вещества, т/год		
			Установка 1	Установка 2	Установка 3
1	Сепаратор	Гексан	0,84	0,67	0,41
2	Предохранительный клапан	Метан	3,46	2,24	2,12
3	Маслоотделитель	Масло минеральное нефтяное	0,10	0,09	0,13
4	Компрессор	Гексан	0,89	0,55	0,19
5	Насосы	Метан	7,2	6,8	4,3
6		Масло минеральное нефтяное	0,10	0,5	0,5
7	Свеча продувки	Метан	0,002	0,001	0,002
8	Емкость хранения	Метанол	0,33	0,10	0,7
9	Запорно-регулирующая арматура	Сероводород	0,009	0,005	0,0021
		Гексан	4,39	2,13	0,92
		Метан	11,84	5,76	2,49

Продолжение таблицы 27

		Бензол	0,057	0,028	0,012
		Ксилол	0,018	0,009	0,004
		Толуол	0,036	0,017	0,007
10	Насосы нефти	Сероводород	0,0003	0,0016	0,0048
		Гексан	0,14	0,74	0,54
		Метан	1,40	2,0	1,98
		Бензол	0,002	0,009	0,005
		Ксилол	0,00061	0,0030	0,0028
		Толуол	0,001	0,0061	0,004

Промышленные отходы

Твердые отходы образуются в результате чистки оборудования и зависят от конструкции насосных установок и периода сервисных работ.

Сточные воды

Дожимные насосная станция являются крупным источником образования технологических сточных вод. Сточные воды дожимных насосных станций схожи по составу с пластовыми водами и характеризуются такими основными показателями, как высокое содержание нефти и солей.

3.3.7 Узлы учета

Узлы учета не являются источниками сильного воздействия на объекты окружающей среды. Выбросы этих блоков происходят в результате отсутствия герметичности запорно-регулирующей арматуры (таблица 28).

Таблица 28 – Источники, состав и объем выбросов узлов учета

№	Источник	Загрязняющее вещество	Валовый выброс загрязняющих веществ, т/год	
			Установка 1	Установка 2
1	Запорно-регулирующая арматура	Сероводород	0,01	0,03
		Гексан	4,8	2,1
		Метан	12,9	10,6
		Бензол	0,06	0,012
		Ксилол	0,019	0,009
		Толуол	0,039	0,019

3.3.8 Пункты налива нефти в авто-и/или железнодорожные цистерны

Пункты налива нефти в авто- и железнодорожные цистерны являются источниками крупных выбросов углеводородов, происходящих во время операций слива-налива. А большое количество сточных вод и отходов образуется в процессе пропарки и очистки цистерн (таблицы 29-34).

Таблица 29 – Выбросы пунктов слива-налива нефти

№	Источник	Загрязняющее вещество	Валовый выброс загрязняющих веществ, т/год		
			Установка 1	Установка 2	Установка 3
1	Люки цистерн	Толуол	0,03	0,019	0,008
		Сероводород	0,00192	0,001014	0,002817
		Углеводороды предельные С1-С-5 (исключая метан)	544	300	462
		Углеводороды предельные С6-С10	5,9	4,3	3,4
2	Насосы нефтеналива	Гексан	13,5	10,18	13,26
		Метан	36	27	13
		Бензол	0,17	0,086	0,12
		Ксилол	0,05	0,08	0,05
		Толуол	0,11	0,33	0,14

Таблица 30 – Сбросы при организации процесса слива и налива сырья и товарных продуктов

Наименование загрязняющего вещества сбросов	Годовая масса сброса загрязняющего вещества, тонн	Минимальная концентрация загрязняющего вещества сбросов, мг/л	Максимальная концентрация загрязняющего вещества сбросов, мг/л	Средняя концентрация загрязняющего вещества сбросов, мг/л
Акрилонитрил (нитрил акриловой кислоты)	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
Нефтепродукты (нефть)	17,827	70	1000	535
БПК полн.	3,565	200	200	200
Взвешенные вещества	10,696	400	600	500
рН	6	6	8	7
БПК полн.	7,3	200	200	200

Таблица 31 – Отходы при организации процесса слива и налива сырья и товарных продуктов

Наименование отхода	Источник образования отходов	Масса образования отхода т/год	Наименование способа утилизации (вторичное использование) или обезвреживания отхода
Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные	Обращение с черными металлами и продукцией из них, приводящ. к утрате ими потреб. свойств	0,3	Передача на утилизацию другой организации
Отходы (осадки) при механической и биологической очистке сточных вод	Локальные очистные сооружения хозяйственно-бытовых стоков	23,51	Передача на утилизацию другой организации
Шлам очистки трубопроводов и емкостей	На территории объекта	0,05	Передача на утилизацию другой организации
Отходы минеральных масел промышленных	Замена отработанного масла	0,16	Вторичное использование

Таблица 32 – Потребление энергетических ресурсов при организации процесса слива и налива сырья и товарных продуктов (ж/д эстакада слива-налива, мощностью 5034611 т/г)

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов в год	Максимальный расход энергетических ресурсов в год
Потребление электроэнергии	кВт*ч/т	0,34	0,34
Потребление пара	Гкал	778,877	778,877
Теплофикационная вода	т.у.т.	140,134	140,134
Свежая вода	куб.м/т	0,004	0,004

Таблица 33 – Потребление энергетических ресурсов при организации процесса слива и налива сырья и товарных продуктов (ГРС, мощностью 12000000 т/г)

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов в год	Максимальный расход энергетических ресурсов в год
Потребление электроэнергии	кВт*ч/т	2,18	9,95
Потребление пара	Гкал	871	2090

Таблица 34 – Физические воздействия при организации процесса слива и налива сырья и товарных продуктов

Фактор воздействия	Источник воздействия	Единицы измерения воздействия	Уровень воздействия	Метод снижения уровня воздействия до нормативных показателей
Шум (эквивалентный уровень звука)	Технологическое оборудование, движение газа	дБА	75,6-89	Использование средств индивидуальной и коллективной защиты.
Вибрация общая	Технологическое оборудование	дБ	84°86°92	Использование средств индивидуальной и коллективной защиты
Тепловое воздействие	технологическое оборудование	оС	23.2	
Шум	технологическое оборудование	дБА	78.9	Применение звукоизолирующих покрытий наземных технологических трубопроводов. Устройство виброизолированных фундаментов и амортизаторов под оборудование для предотвращения передачи вибрации строительным конструкциям.

Технология пропарки и подготовки цистерн

Таблица 35 – Выбросы при организации процесса пропарки и подготовки цистерн

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Годовая масса выбросов загрязняющего вещества, тонн	Максимальный выброс загрязняющего вещества выбросов, г/с
Сероводород	0,000166	0,000207
Углеводороды предельные C1-C-5 (исключая метан)	0,807633	0,54666
Углеводороды предельные C6-C10	0,451316	0,418291
Углеводороды предельные C12-C-19	0,05929	0,07365
Амилены (смесь изомеров)	0,015565	0,019459
Бензол	0,016171	0,017903
Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	0,002491	0,002257
Метилбензол (толуол)	0,014745	0,016891
Этилбензол (стирол)	0,000374	0,000467

Таблица 36 – Сбросы при организации процесса пропарки и подготовки цистерн

Наименование загрязняющего вещества сбросов	Концентрация загрязняющего вещества сбросов, мг/л
Нефтепродукты (нефть)	100 - 250

Таблица 37 – Отходы при организации процесса пропарки и подготовки цистерн

Наименование отхода	Источник образования отходов	Масса образования отхода тонн /году	Наименование способа утилизации (вторичное использование) или обезвреживания отхода
Отходы минеральных масел промышленных	насосное оборудование	0,9	Переработка
Отходы минеральных масел промышленных	насосное оборудование	0,9	Переработка

3.3.9 Компрессорная станция газлифтной эксплуатации скважин

Основными воздействиями компрессорной станции являются выбросы в атмосферу (таблица 38).

Таблица 38 – Выбросы компрессорной станции газлифтной эксплуатации скважин

№	Источник	Загрязняющее вещество	Валовый выброс загрязняющих веществ, т/год	
			Установка 1	Установка 2
1	Насосы	Гексан	0,00047	0,0006
2	Запорно-регулирующая арматура	Метан	0,21	0,512
3	Дренажная емкость	Масло минеральное нефтяное	1,66	2,82

3.4 Подготовка нефти, попутного нефтяного газа и воды

3.4.1 Установка подготовки нефти

Установки комплексной подготовки нефти (УКПН) является крупным источником выбросов, сбросов и образования отходов на нефтяном промысле.

Выбросы

Таблица 39 – Выбросы установок подготовки нефти

№	Источник	Загрязняющее вещество	Валовый выброс загрязняющих веществ, т/год	
			Установка 1	Установка 2
1	Насосы товарной нефти	Сероводород	0,0004	0,0009
		Гексан	0,19	0,44
		Метан	0,54	1,19
		Бензол	0,002	0,006
		Ксилол	0,0008	0,002
		Толуол	0,002	0,002
2	Насосы сырой нефти	Сероводород	0,002	0,005
		Гексан	0,74	0,52
		Метан	2,008405	4,1
		Бензол	0,009	0,007
		Ксилол	0,003	0,001
		Толуол	0,006	0,001
3	Запорно-регулирующая арматура	Сероводород	0,02	0,01
		Гексан	9,5	6,2
		Метан	25,6	20,1
		Бензол	0,12	0,32

Продолжение таблицы 39

		Ксилол	0,039	0,01
		Толуол	0,08	0,02
4	Отстойники	Сероводород	0,02	0,05
		Бенз/а/пирен	$1 \cdot 10^{-7}$	$2 \cdot 10^{-7}$
		Метан	7,1	8,2
		Бензол	0,04	0,02
5	Газосепаратор	Гексан	21,6	21,5
		Сероводород	0,003	0,005
6	Сепаратор	Метан	32,3	18,4
		Гексан	4,36	4,8
7	Предохранительный клапан	Бензол	0,20	0,0001
		Гексан	2,263922	-
		Метан	2,477928	-
		Толуол	0,028	0,00012
8	Емкости аварийные дренажные	Ксилол	0,079	0,0057
		Толуол	0,14	0,01
		Бензол	0,014	-
8	Насосы подтоварной воды	Гексан	0,29	0,018
		Метан	0,99	0,43
		Бензол	0,0039	-
		Ксилол	0,0012	-
		Толуол	0,0024	-
9	Горелка печи	Бенз/а/пирен	$1 \cdot 10^{-7}$	-
		Азота диоксид	0,22	-

Продолжение таблицы 39

		Азота оксид	0,036	-
		Углерод оксид	0,54	-
		Метан	0,005	-
10	Электродегидраторы	Гексан	2,99	4,74
		Метан	6,3	-
11	Конденсатосборники	Ксилол	0,011	-
12	Маслоотделитель	Метан	6,5	-
13	Компрессор	Взвешенные вещества	0,029	-
14	Свеча продувки	Масло минеральное нефтяное	0,0040	-
		Метан	0,0016	-
15	Сепаратор	Сероводород	0,0017	-

Промышленные отходы

В процессе обессоливания нефти образуются значительные объемы нефтешлама. Объемы образующегося отхода зависят от свойств нефти (таких как содержание механических примесей и т.д.) и варьируются в пределах 60 – 1500 т/год. Состав шлама варьируется в зависимости от характеристик разрабатываемого месторождения и может содержать ионы железа и других металлов, глину, песок, воду (5 – 10 %) и нефтяную эмульсию (20 – 50 % вес./вес.).

Сточные воды

Установка обессоливания нефти потребляет большие объемы технической и пресной воды (30 – 100 л/т опресненного сырья). В процессе обессоливания образуются сточные воды с высоким содержанием солей,

которые подают на очистные сооружения. В Таблице 11 приведены данные по возможному составу образующихся стоков.

Таблица 40 – Состав сточных вод, образовавшихся на установке обессоливания нефти

Показатель	Концентрация (мг/л)
Температура (°С)	115 – 150
Взвешенные частицы	50 – 100
Нефть	Высокая
Растворенные углеводороды	50 – 300
Фенолы	5 – 30
БПК	Высокая
ХПК	500 – 2000
Аммиак	50 – 100
Соединения азота (N - Кьельдаль)	15 – 20
Сульфиды (H ₂ S)	10

3.4.2 Установка предварительного сброса пластовой воды (УПС)

Выбросы

Таблица 41 – Выбросы установки предварительного сброса пластовой воды

№	Источник	Загрязняющее вещество	Валовый выброс загрязняющих веществ, т/год	
			Установка 1	Установка 2
1	Горелка печи	Азота диоксид	1,37	-
		Азота оксид	0,22	-
		Углерод оксид	8,8	-
		Метан	0,03	-
		Бенз/а/пирен	$1,2 \cdot 10^{-7}$	-
2	Отстойники	Сероводород	0,008	-
3	Газосепараторы	Гексан	3,82	-
4	Сепараторы	Метан	19,7	-
5	Конденсатосборники	Бензол	0,02	-
6	Предохранительный клапан	Ксилол	0,018	-
7	Запорная арматура	Толуол	0,034	-
8	Насосы	Сероводород	0,0007	0,0004
		Гексан	0,29	0,19
		Метан	0,79	0,54
		Бензол	0,004	0,003
		Ксилол	0,001	0,0008
		Толуол	0,002	0,0016
9	Насосы подтоварной воды	Метан	0,08	-

3.4.3 Газокомпрессорная станция (КС)

Выбросы газокомпрессорных станций приведены в таблице 42.

Таблица 42 – Выбросы газокомпрессорной станции

№	Источник	Загрязняющее вещество	Валовый выброс загрязняющих веществ, т/год	
			Установка 1	Установка 2
1	Насосы подтоварной воды	Метан	0,62	0,43
2	Маслонасосы	Масло минеральное нефтяное	5,5	3,2
3	Насосы	Метан	0,32	0,13
4	Запорно-регулирующая арматура	Масло минеральное нефтяное	1,66	1,01
5	Свеча продувки	Метан	0,37	0,12
6	Сепаратор	Метан	0,27	0,42
7	Дренажная емкость	Масло минеральное нефтяное	1,66	1,2

3.4.4 Установка подготовки нефтяного газа

Сжигание ПНГ на факелах является источником больших выбросов в атмосферный воздух. Для снижения этого вида воздействия на предприятиях используются установки подготовки ПНГ для его дальнейшей транспортировки до ГПЗ, тем самым снижая экологические воздействия.

Существуют технологии утилизации ПНГ методом низкотемпературной сепарации и методом адсорбционной осушки.

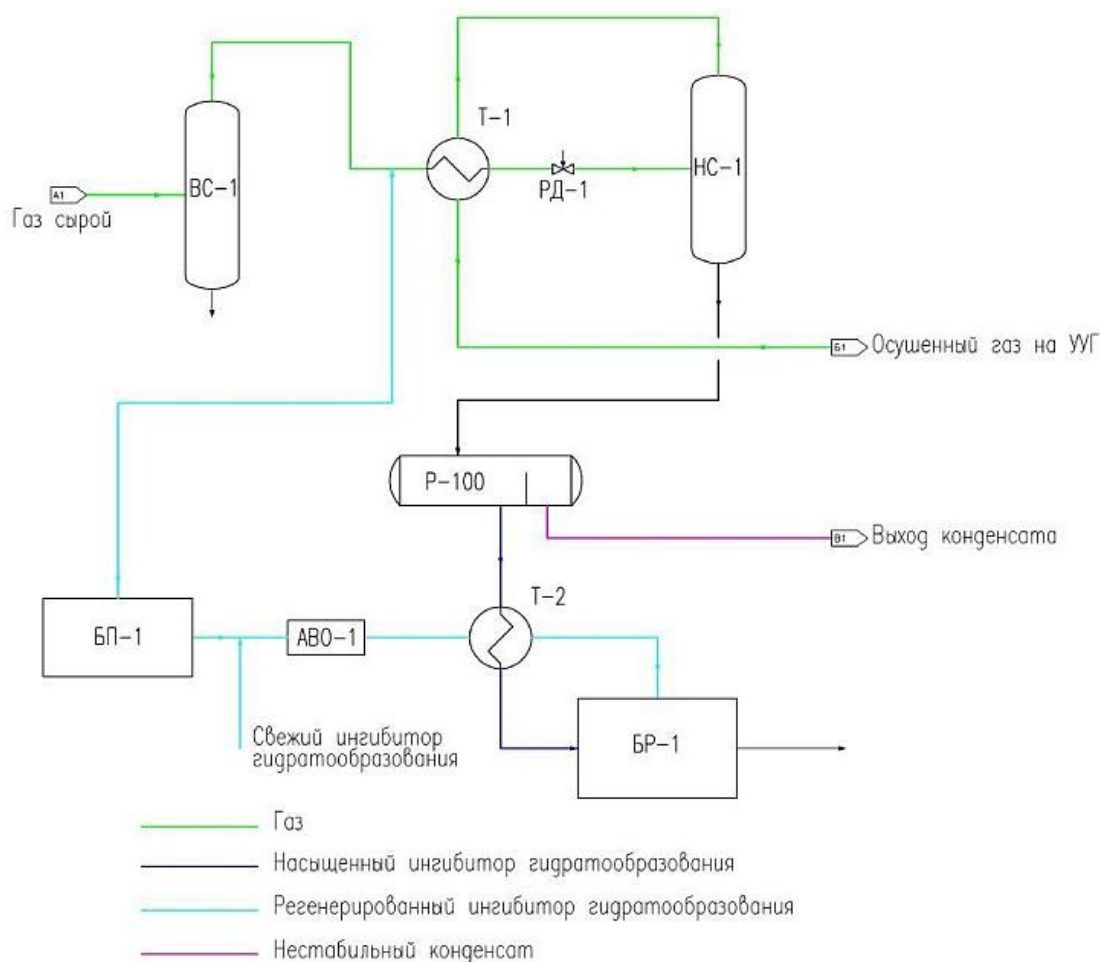


Рисунок 39 – Схема установки подготовки ПНГ методом низкотемпературной сепарации

Сырой газ под давлением поступает в газовый сепаратор ВС-1, где происходит отделение капельной жидкости, образовавшегося конденсата и механических примесей, которые направляются в дренажную емкость.

Газ, освобожденный от капельной жидкости, поступает в теплообменник «газ-газ» Т-1 для предварительного охлаждения газом, обратным потоком, поступающим с низкотемпературной сепарации.

Для предупреждения образования гидратов перед теплообменником в ПНГ подается ингибитор гидратообразования (метанол, диэтиленгликоль). Далее ПНГ клапаном РД-1 дросселируется, охлаждаясь при этом за счет эффекта Джоуля-Томсона. Охлажденный ПНГ поступает на вторую ступень

сепарации в газовый сепаратор с НС-1, где конденсат с насыщенным водой раствором ингибитора отделяется и направляется в разделитель Р-100. Осушенный газ подогревается в теплообменнике Т-1 сырым газом, поступающим на осушку, до температуры и направляется на коммерческий узел учета.

Смесь нестабильного конденсата с насыщенным водой раствором ингибитора поступает в разделитель Р-1, где конденсат отделяется и направляется на подготовку. Насыщенный водой раствор ингибитора подогревается в кожухотрубчатом теплообменнике Т-2 обратным током регенерированного ингибитора и поступает на установку регенерации БР-1. Установка регенерации состоит из ректификационной колонны, установленной непосредственно на кубе, в котором жидкость подогревается путем сжигания газа в жаровой трубе. Испаряемая вода конденсируется в аппарате воздушного охлаждения, отделяется в сборнике и сбрасывается в дренажную емкость.

Регенерированный ингибитор через теплообменник Т-2, где он охлаждается потоком насыщенного ингибитора, и через аппарат воздушного охлаждения АВО-1 направляется в расходную емкость блока подачи реагента БП-1. Затем насосами дозаторами блока подачи реагента возвращается на установку осушки.

Преимущества низкотемпературной сепарации газа:

- а) низкие капитальные расходы и эксплуатационные затраты, особенно в начальный период эксплуатации при наличии свободного перепада давления;
- б) помимо извлечения жидких углеводородов одновременно осуществляется и осушка ПНГ до требуемых отраслевым стандартом кондиций;
- в) установки НТС достаточно просты в эксплуатации и техническом обслуживании, тем самым возможно использование технического персонала средней квалификации (это обстоятельство и позволяет осуществлять процесс в промышленных условиях);

г) легкость регулирования технологического процесса и его автоматизации в условиях нефтяного промысла;

д) возможности постепенного дополнения и развития технологии при снижении пластового давления и, соответственно, уменьшении свободного перепада давления, так что уже на момент проектирования установки могут быть предусмотрены различные перспективные варианты продления срока ее эффективной эксплуатации (в частности, за счет использования внешних источников холода, а также подключения дожимных компрессорных станций).

Недостатки:

а) несовершенство термодинамического процесса однократной конденсации, при этом степень извлечения из ПНГ целевых компонентов при заданных температуре и давлении в конечном низкотемпературном сепараторе зависит только от состава исходной смеси;

б) в процессе эксплуатации пластовое давление падает (при этом содержание углеводородного конденсата в ПНГ уменьшается), так что «свободный перепад» давления на дросселе уменьшается (происходит «исчерпание» дроссель-эффекта) и, следовательно, повышается температура сепарации, – в результате не только удельное количество, но и степень извлечения целевых компонентов уменьшается;

в) термодинамическое несовершенство дроссельного расширения ПНГ как холодопроизводящего процесса по сравнению с турбодетандерным.

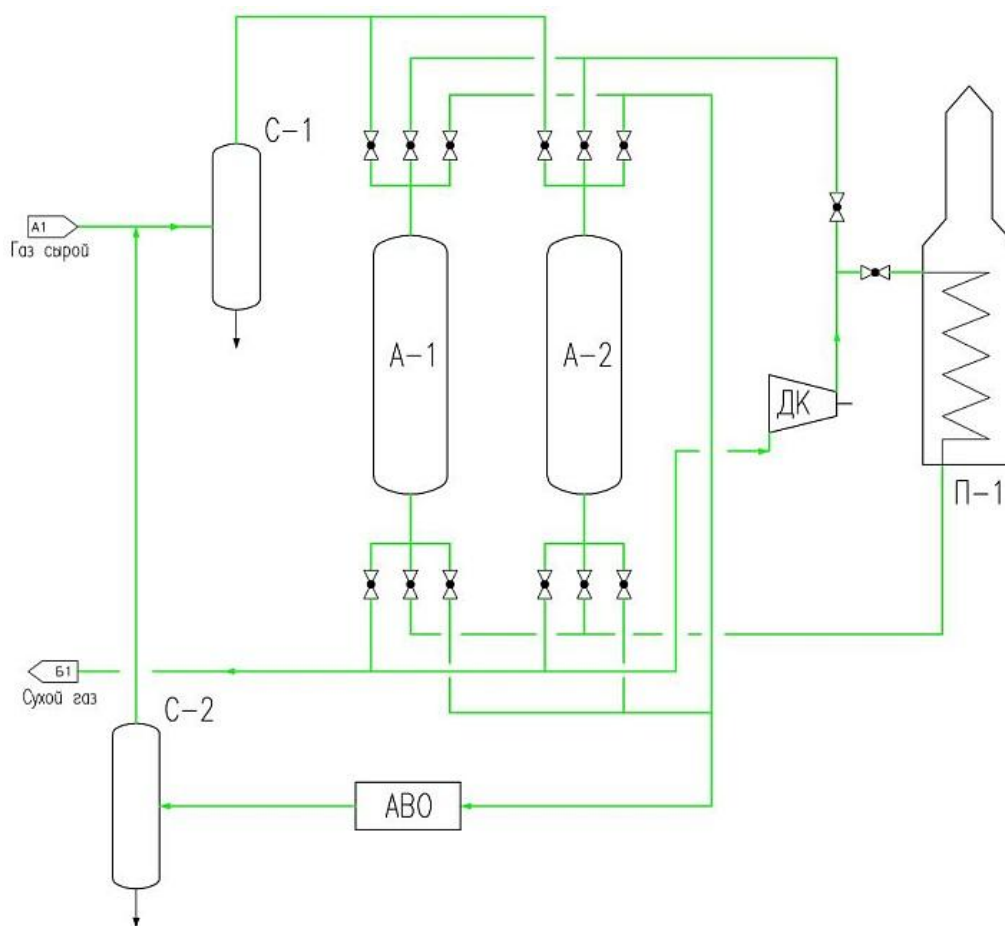


Рисунок 40 – Схема установки подготовки ПНГ методом адсорбционной осушки (УППГ)

Перед поступлением в адсорберы из сырьевого газа в сепараторе С-1 отделяются механические примеси и капельная жидкость. После сепаратора газ сверху вниз проходит через один из адсорберов. Осушенный газ отводится в коллектор сухого газа. Второй адсорбер в это время находится на стадии регенерации (нагрев, охлаждение или ожидание).

Газ регенерации отбирается из потока осушенного газа и компрессором ДК подается в печь подогрева П-1 и с температурой +180-200 °С подается снизу вверх через адсорбер, в котором производится десорбция воды и тяжелых углеводородов. Отработанный газ регенерации охлаждается в воздушном холодильнике АВО и поступает в сепаратор С-2, где из газа отделяются

сконденсировавшиеся углеводороды и вода. После С-2 газ возвращается во входной сепаратор С-1 и повторно происходит весь цикл.

Преимущества адсорбционной осушки ПНГ:

- а) достигается низкая температура точки росы осушенного газа в широком диапазоне технологических параметров;
- б) компактность и низкие капитальные затраты для установок небольшой производительности;
- в) изменение давления и температуры не оказывает существенного влияния на качество осушки.

Недостатки:

- а) высокие капитальные вложения при строительстве установок большой производительности;
- б) возможность загрязнения адсорбента и связанная с этим необходимость его замены;
- в) большие потери давления в слое адсорбента;
- г) большой расход тепла [60].

3.4.5 Установка для улавливания нефтяных газов, выбрасываемых из технологического оборудования

Основными выбросами в атмосферу нефтяных промыслов являются CO_2 , SO_x , NO_x , летучие органические соединения и твердые частицы (пыль, сажа и присоединенные тяжелые металлы (главным образом V и Ni)). Однако нужно учитывать шум, запах, H_2S , NH_3 , CO, CS_2 , бензин, толуол, диоксины, HF и HCl, которые также загрязняют воздух. Перечисленные загрязнители обычно попадают в атмосферу из таких источников, как дымовые трубы технологических печей и котлов, отдельных устройств, таких как клапаны и уплотнения насоса и, в меньшей степени, от факелов и дымовых труб установок сжигания отходов и некондиционных жидкостей.

Выбросы диоксида углерода

Главными источниками выбросов CO_2 являются технологические печи, котлы, газовые турбины, факельные системы и установки сжигания. Выбросы CO_2 от каждого из нефтяного промысла зависят от сложности производства и - варьируются от 0,2 до 5,5 млн. т в год.

Выбросы оксидов азота

Термин NO_x , по определению, относится только к NO (оксид азота) и NO_2 (диоксид азота). В большинстве процессов горения NO вносит вклад более 90 % от общего NO_x . Однако, так как он быстро окисляется в атмосфере до NO_2 , выбросы NO обычно пересчитывают в суммарном количестве как NO_2 .

Главными источниками загрязнения NO_x являются процессы горения, т.е. технологические печи и котлы и газовые турбины, и, в меньшей степени, установки дожига отходящих газов и факельные системы.

Выбросы NO_x нефтяного промысла, зависят от типа топлива, содержания азота или водорода, дизайна оборудования сжигания и условий эксплуатации.

Выбросы твердых частиц

Основными источниками выбросов твердых частиц являются технологические печи /котлы, установки сжигания отходов и продувка печей и факела. Опасность твердых частиц в выбросах обусловлена содержанием в них тяжелых металлов и адсорбированных полиароматических соединений. Основными тяжелыми металлами в твердых частичках выбросов являются мышьяк, ртуть, никель и ванадий.

Выбросы оксидов серы

Вся сырая нефть содержит серные соединения, поэтому выбросы оксидов серы в атмосферу уже давно являются проблемой. При сжигании не- или частично десульфурованного заводского топлива, SO_2 и SO_3 будут присутствовать в выбросах. Существует прямое соотношение между содержанием серы в топливе и количеством выброшенного SO_2 и SO_3 (например, топливо с 1 % серы генерирует дымового газа около 1700 мг/Нм^3).

Распределение выбросов оксидов серы может зависеть от эксплуатационных режимов печей и котла.

Основными источниками выбросов SO₂ являются технологические печи/котлы, установки производства серы, факельная система, системы очистки сточных вод и установки сжигания отходящих газов. Основная доля выбросов оксидов серы приходится на печи и котлы.

Выбросы летучих органических соединений

Летучие органические соединения (ЛОС) – общий термин, применяющийся ко всем соединениям, содержащим органический углерод, который испаряется при температуре окружающей среды и вносят вклад в формирование неприятного запаха, «фотохимического смога» и с достаточной солнечной радиации, тропосферного озона. Потери ЛОС могут быть посчитаны различными способами, основанными на коэффициентах выбросов или измеренными непосредственно.

Основными источниками ЛОС являются неорганизованные выбросы из систем запорной арматуры трубопроводов, систем очистки сточных вод, резервуаров (дыхание резервуара), систем слива-налива нефти и нефтепродуктов, других хранилищ, систем подачи и продувки. Источники неорганизованных выбросов ЛОС, такие как уплотнения от насосов, компрессоров, клапанов и фланцев, и утечки из оборудования могут внести значительный вклад в общие выбросы ЛОС.

Самые высокие удельные выбросы ЛОС на уровне нефтяного промысла в основном обусловлены неорганизованными выбросами (утечки из установок и труб) и выбросами при хранении нефти и нефтепродуктов.

Другие выбросы в воздух

Другими загрязняющими веществами, являются моноокись углерода (технологические печи/котлы, газовые турбины, регенераторы каталитического крекинга, факельная система, установки сжигания, холодные вытяжные трубы), метан (хранение и техническое обслуживание (загрузка), холодные

вентиляционные трубы и утечки) и газы из противопожарного оборудования. H_2S , NH_3 , CS_2 , диоксины также вносят вклад в выбросы в атмосферу.

Запахи на нефтяном промысле в основном создаются соединениями серы, такими как H_2S , меркаптанами, но также некоторыми углеводородами (например, ароматическими веществами).

Таблица 42 – Выбросы установки очистки нефтяных газов с использованием ДЭА

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Годовая масса выбросов загрязняющего вещества, тонн	Максимальный выброс загрязняющего вещества выбросов, г/с
Метан	0,403	0,014
Сероводород	1,989	0,078
Летучие органические соединения	0,457	0,017

Таблица 43 – Отходы процесса очистки нефтяных газов ДЭА

Установка либо процесс	Факт. мощность установки тыс.т/год	Наимено вание отхода	Источник образования отходов	Масса образования отхода в референтном, т/год	Наименование способа утилизации
Очистка нефтезавод ских газов с помощью ДЭА	11673	Аминовы й шлам	Очистка пластового сырья АГКМ от кислых компонентов. Фильтрация рабочих растворов диэтанолamina Очистка секций фильтрации рабочих растворов диэтанолamina	11778,18	Сжигание (уничтожение)

Таблица 44 – Потребление энергетических ресурсов установкой очистки нефтезаводских газов ДЭА

Фактическая мощность установки, тонн/год	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год
11673	Потребление электроэнергии	кВт*ч/т	2,8
	Потребление пара	Гкал	719

3.4.6 Факельная система

Факелы используются для обеспечения безопасности и контроля за выбросами нежелательных или излишних горючих веществ, при сбросе газа в аварийных ситуациях, сбоях, незапланированных ситуациях или неожиданных поломках оборудования. Сжигание на факеле является одновременно источником выбросов в атмосферу и ведет к сжиганию потенциально ценных

продуктов. Вследствие этого, по экологическим причинам и причинам энергоэффективности, его использование должно быть ограничено и количество газа, сжигаемого на факеле, должно быть максимально сокращено. Для плановой вентиляции и остановов должны использоваться системы утилизации факельного газа.

Обычно конструкция факельных систем предполагает две основные секции: систему сбора с факельным сепаратором и сам факельный ствол. На крупных нефтедобывающих комплексах в различных технологических зонах с «блокирующими» объектами могут быть установлены отдельные отбойные емкости для сбора жидких продуктов во время останова.

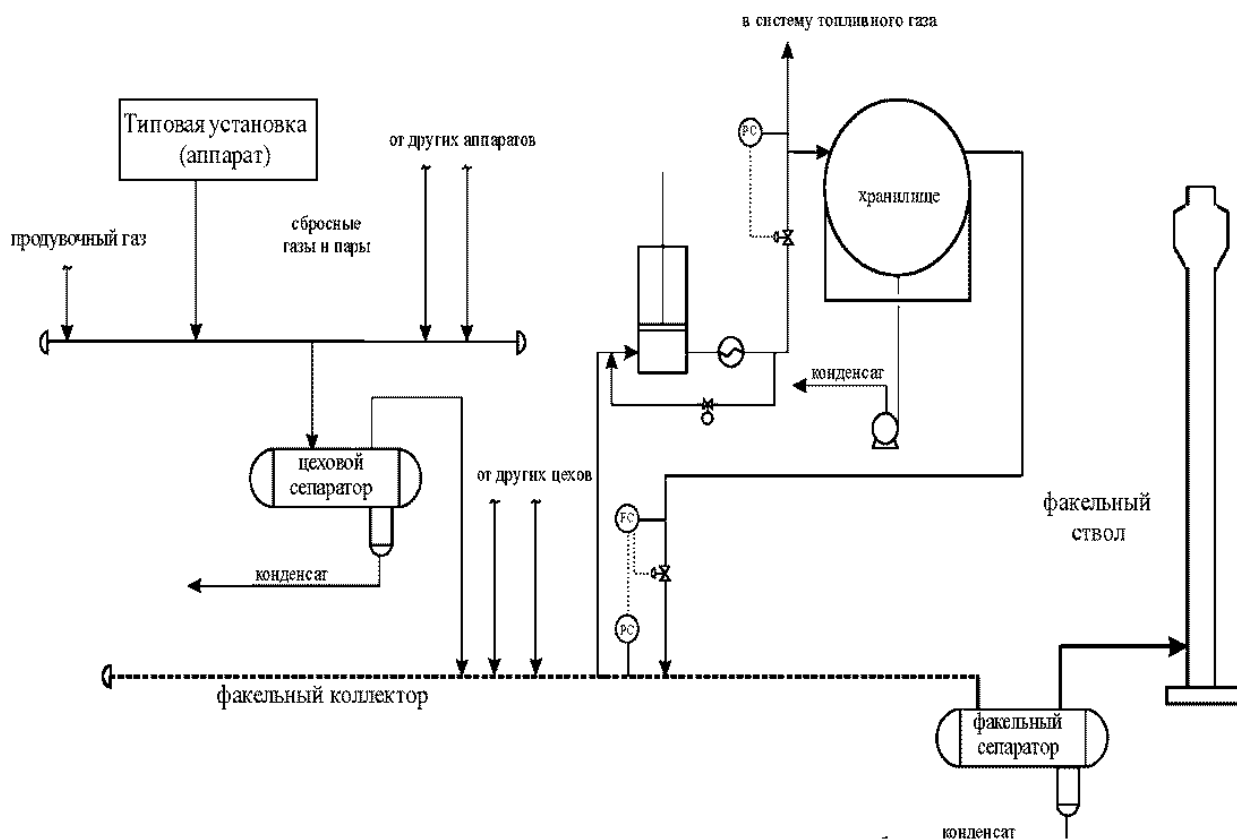


Рисунок 41 – Схема факельной установки

На сегодняшний день доступно множество факельных систем для различных целей. Выбор факельной системы в основном зависит от:

а) потока, давления, температуры и состава газа, который направляется на факел ;

б) требований к эффективности сжигания, радиации, выбросам сажи и шуму;

в) доступности и доступа к пару, воздуху и газу.

Тип факела: высотный или наземный (высотные чаще используют и имеют большую производительность).

Факельная система: факелы без вспомогательной подачи (низкого или высокого давления) или с подачей (пара, воздуха, газа или воды).

Зона, в которой происходит реакция окисления и включающая следующие категории: факелы открытого типа или закрытого (с камерой сжигания) (муфельный факел и факел с защитными экранами).

По сравнению с высотными факелами, наземные факелы приводят к более низкому рассеянию выбросов из-за расположения ствола рядом с землей, отсюда могут возникнуть экологические угрозы и угрозы здоровью (в зависимости от типа конечного продукта).

Таблица 350 дает общее представление об основных типах факельного хозяйства. В ней также приводится краткое описание каждой факельной системы, области применения, преимущества и недостатки в отношении экологических и эксплуатационных последствий.

Таблица 45 – Описание основных факельных систем

Факельные системы		Описание	Применение	Характеристики
Факелы без подачи	Факел Низкого давления	Факелы низкого давления – простейший тип факела. Оголовки факелов низкого давления сконструированы для продолжительной эксплуатации. Они способны сжигать широкий диапазон потоков сбросного газа и в основном используются для бездымных газов.	Факелы низкого давления могут использоваться, когда бездымное сжигание может быть достигнуто без внешней подачи. Факелы низкого давления используются для поддержания и снижения расхода газа.	Экономически эффективные. Низкие затраты на содержание. Стабильное, надежное сжигание.
	Факел высокого давления	Факелы высокого давления используют энергию сжатого газа для создания турбулентного перемешивания и подсосывания избыточного воздуха для более полного сжигания.	Факелы высокого давления используются на земле и в открытом море для достижения бездымного сжигания при высоком расходе. Справляются с большим количеством факельного газа при высоком давлении и имеют большую производительность.	Экономически эффективные. Чистое, эффективное и бездымное сжигание. Низкая радиация
Факелы с подачей	Факел с подачей пара	Факелы с подачей пара сконструированы для утилизации более тяжелых сбросных газов, которые могут создавать дым. Пар вводится в поток сбросного газа как внешняя движущая сила для эффективного перемешивания воздуха и сбросных газов и создания турбулентности. Это обеспечивает бездымное сжигание тяжелых углеводородов.	Факелы с подачей пара применяются там, где требуется низкое давление для достижения бездымного сжигания и где на месте доступен пар высокого давления.	Бездымное сжигание. Низкий шум. Максимальная энергетическая эффективность.

Продолжение таблицы 45

Факел с подачей воздуха	Подача воздуха используется как внешняя движущая сила для эффективного перемешивания воздуха и сбросных газов и создания турбулентности. Это обеспечивает бездымное сжигание тяжелых углеводородных сбросных газов.	Факелы с подачей воздуха могут применяться там, где требуются бездымные факелы низкого давления, в зонах, где пар не доступен для подавления образования дыма.	Сокращение дыма, сниженная радиация, сниженное образование шума.
Факел с подачей газа	Введение газа используется как внешняя движущая сила для эффективного перемешивания воздуха и сбросных газов и создания турбулентности. Это обеспечивает бездымное сжигание тяжелых углеводородных сбросных газов. Вода подается на факел для снижения радиации и шума.	Факелы с подачей газа могут применяться там, где требуются бездымные факелы низкого давления, в зонах, где для подачи доступен газ высокого давления.	Максимальное сжигание. Бездымная работа.
Факел высокого давления с подачей воды		Для применения с высоким давлением там, где требуется низкий уровень шума и радиации и где доступна вода.	Значительно снижает радиацию и шумы. Низкие затраты на эксплуатацию и обслуживание.

Технологии снижения выбросов, применимые на факелах, могут быть следующими.

Использование пилотных горелок, которые дают более надежный розжиг отходящих газов, так как они не зависят от ветра.

Подача пара на факельный ствол, что может сократить выбросы твердых частиц. Должны быть обеспечены сепараторы для отвода жидкости с должными затворами и системами отвода для предотвращения поступления жидкости в зону горения. Потоки жидкости из гидрозатвора должны быть направлены в систему кислой воды.

Для снижения образования сажи на новых установках применяется измерение расхода и измерение свечения факела с автоматическим контролем пара, дистанционное визуальное наблюдение с использованием цветных TV мониторов в помещении контроля, дающее возможность вручную контролировать пар и постоянное наличие пилотного пламени. Подача пара служит нескольким целям. Во-первых, это улучшает перемешивание топлива с воздухом созданием турбулентности, тем самым обеспечивая эффективность сжигания. Во-вторых, это защищает оголовок факела, не допуская касание металла пламенем. В-третьих, пар сокращает выбросы сажи, так как реагирует с частицами сажи для образования СО, который затем окисляется до СО₂. Наконец, подача пара также может сократить термическое образование NO_x. Когда водород или очень «легкие» углеводороды сжигаются, пар обычно не вводится, так как смешение воздуха и топлива проходит хорошо и образование сажи маловероятно.

Эффективность сжигания, свечение, сажа и шум зависят от факельной системы. Хорошо функционирующие факелы обычно достигают превращения 98% углеводородов в СО₂, 1,5% - частично сожженные продукты (почти все СО) и 0,5% - не превращенные. Закрытые наземные факелы имеют сниженный уровень шума и дыма по сравнению с высотными факелами. Однако

первоначальная стоимость часто делает их не подходящими для больших выбросов по сравнению с высотными системами.

Таблица 46 – Средние значения выбросов загрязняющих веществ факельных установок

Загрязняющие вещества	Годовая масса выбросов загрязняющего вещества, тонн	Минимальный выброс загрязняющего вещества, г/с	Максимальный выброс загрязняющего вещества выбросов, г/с	Средний выброс загрязняющего вещества, г/с
Оксиды азота	5,706	0,1915	0,1810	0,202
Метан	32,905	0,072	1,343	1,043
Диоксид серы	55,273		1,753	
Углеводороды предельные С1-С5	13,939	-	26,176	26,176
Углеводороды предельные С6-С10	5,168	-	10,336	10,336
Углерод (Сажа)	131,619	0,289	5,371	4,171
Углерода оксид	1316,190	2,892	53,710	41,710

Таблица 47 – Потребление энергетических ресурсов факельными установками

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов в год	Максимальный расход энергетических ресурсов в год
Потребление топлива (всего)	т.у.т.	14226,54	26826,54
Потребление топлива (жидкого)	т.у.т.	0	0
Потребление топлива (газового)	т.у.т.	14226,54	26826,54
Потребление электроэнергии	кВт*ч/т	27740	33288
Потребление пара	Гкал	2107	2216

3.5 Поддержание пластового давления

3.5.1 Система заводнения продуктивных пластов

Системы заводнения не оказывают значительного негативного воздействия на окружающую среду. Загрязнение пластовых вод может происходить при нарушении герметичности процесса, однако это происходит только в аварийных ситуациях, что не рассматривается в рамках этого справочника.

Основными экологическими воздействиями процесса заводнения продуктивных пластов является ресурсопотребление, таких ресурсов как: водопотребление и энергопотребление.

3.5.2 Кустовая насосная станция для закачки пресной воды в пласт

Основными воздействиями кустовой станции для закачки пресной воды в пласт являются выбросы насосов и энергопотребление.

Таблица 48 – Выбросы насосной станции

№	Источник	Загрязняющее вещество	Валовый выброс загрязняющих веществ, т/год	
			Установка 1	Установка 2
1	Насос пластовой воды	Метан	0,13	0,42

3.5.3 Водораспределительная станция

Водораспределительная станция не является источником сильных воздействий на объекты окружающей среды.

3.5.4 Установки для приготовления и дозирования реагентов

Источники и загрязняющие вещества, в составе выбросов и сбросов установки, будут зависеть от типа используемых реагентов.

Установка приготовления и дозирования реагентов так же является потребителем энергоресурсов.

Основные источники и объемы выбросов установок для приготовления реагентов и дозирования реагентов скважин представлены в таблице 49.

Таблица 49 – Источники и объемы выбросов установок для приготовления реагентов для ремонта скважин

№	Источник	Загрязняющее вещество	Валовый выброс загрязняющих веществ, т/год			
			Установка 1	Установка 2	Установка 3	Установка 4
1	Емкость хранения	Метанол	0,16	0,31	0,007	0,47
		Толуол	0,13	0,43	0,29	0,11
2	Насос	Метанол	0,30	0,5	0,9	1,4

3.5.5 Система закачки в продуктивный пласт газа высокого давления и углеводородных растворителей

Системы закачки в продуктивный пласт газа высокого давления и углеводородных растворителей не оказывают значительного негативного воздействия на окружающую среду. Загрязнение пластовых вод может происходить при нарушении герметичности процесса, однако это происходит только в аварийных ситуациях, что не рассматривается в рамках этого справочника.

Основными экологическими воздействиями процесса закачки в продуктивный пласт газа высокого давления и углеводородных растворителей

является ресурсопотребление растворителей и газа, а так же энергопотребление.

3.6 Методы воздействия на пласт

3.6.1 Система закачки в пласт пара или горячей воды высокого давления

Системы закачки в пласт пара или горячей воды высокого давления не оказывают значительного негативного воздействия на окружающую среду. Загрязнение пластовых вод может происходить при нарушении герметичности процесса, однако это происходит только в аварийных ситуациях, что не рассматривается в рамках этого справочника.

Основными экологическими воздействиями процесса закачки в продуктивный пласт пара или горячей воды газа является ресурсопотребление: воды и энергопотребление.

3.6.2 Установка внутрислоевого горения

При нормальном режиме работы установки внутрислоевого горения не оказывает воздействия на объекты окружающей среды. Однако воздействие оказывает автотранспорт, на котором ее размещают. Это в основном выбросы от сжигания топлива в двигателе, состав которых зависит от состава топлива.

3.7 Вспомогательные процессы

3.7.1 Энергоснабжение

Потребление энергии

Энергетические системы являются важнейшим технологическим блоком нефтедобывающего предприятия. Энергия (тепловая и электрическая) необходима для преобразования сырых материалов в товарную продукцию, готовую к транспортировке, путем сжигания углеводородных фракций. В

результате чего происходит крупные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу. В этом разделе должны быть рассмотрены экологические воздействия агрегатов, генерирующих энергию (печи, котлы и др.). Представляются данные по удельному потреблению энергетических ресурсов в целом по нефтедобывающим предприятиям. Необходимо так же произвести анализ данных по объема топлива и типам, используемым в энергетических системах нефтедобывающих предприятий (печах, котельных).

Генерация энергии

На нефтяных месторождениях применяют оборудование для получения энергии. Такими объектами являются газотурбинные электростанции предназначена для производства и обеспечения электроэнергией промышленных и бытовых потребителей. Выработка электрической энергии переменного тока производится с помощью синхронного трехфазного турбогенератора, приводимого газотурбинной установкой [61, 62].

Таблица 50 – Выбросы газотурбинной электростанции

№	Источник	Загрязняющие вещества	Валовый выброс загрязняющих веществ, т/год	
			Установка 1	Установка 2
<i>Блок входного сепаратора</i>				
1	Свеча продувочная	Метан	0,027	-
2	Входной сепаратор С-1	Метан	1,70	-
<i>Блок фильтрации и подогрева</i>				
3	Фильтр-сепаратор	Метан	0,70	-
4	Свеча продувочная	Метан	0,12	-
5	Теплообменник	Метан	0,0007	-
		Этиленгликоль	0,0003	-
<i>Блок насоса откачки конденсата</i>				
6	Насос откачки конденсата	Гексан	0,041	-
7	Заглубленная дренажная емкость	Гексан	0,0002	-
8	Запорно-регулирующая арматура узла подготовки газа	Метан	3,31	-
<i>Машинный зал</i>				
9	Газотурбинная установка	Азота диоксид	3,7	3,7
		Азота оксид	0,6	0,6
		Углерод оксид	90	93
		Бенз/а/пирен	0,0001	0,0002
10	Маслонасос	Масло минеральное нефтяное	1,11	-

Продолжение таблицы 50

11	Факельная установка	Азота диоксид	0,17	-
		Азота оксид	0,028	-
		Углерод (Сажа)	3,3	-
		Углерод оксид	27,5	-
		Гексан	0,01	-
		Метан	6,3	-
		Бенз/а/пирен	$9 \cdot 10^{-9}$	-
<i>Комплекс газотурбинной электростанции</i>				
1	Сепараторы газовые вихревые	Гексан	0,0004	-
2	Емкость сбора конденсата	Метан	0,0007	-
3	Горелка газотурбинной установки	Азота диоксид	3,5	3,5
		Азота оксид	0,56	0,56
		Углерод оксид	81	84
		Бенз/а/пирен	0,00009	0,00009

Энергетические системы являются источниками крупных выбросов в результате сжигания разных видов топлива. Главными загрязняющими веществами процессов горения являются дымовые газы, содержащие оксиды серы, оксиды азота, оксиды углерода (моноокись углерода и диоксид углерода), кокс, твердые частицы разного размера и металлы (например, V, Ni). При нормальной работе и при сжигании более чистых видов топлива, таких как природный газ или топливо с низким содержанием серы, эти выбросы являются относительно низкими. Однако при неполном сгорании топлива выбросы могут быть значительно выше. В этом разделе необходимо так же рассмотреть экологические воздействия установок утилизации попутного нефтяного газа с

целью выработки энергии. Необходимо рассмотреть технологии полезного использования данного энергоресурса и сжигание его на факелах.

Данные по выбросам энергетических установок могут быть предоставлены в виде таблицы.

Как пример, таблица 51 показывает выбросы в атмосферу от сжигания тяжелой топливной нефти.

Таблица 51 – Выбросы от электростанций, работающих с тяжелой топливной нефтью

Сжигание топлива (ГВт-час/год)	Единицы Измерения	CO ₂	CO	NO _x	Твердые частицы	SO ₂
4 821,5	мг/м ³	-	18 – 79	60 – 98	2 – 3	55 – 159

Далее должны быть предоставлены данные по объемам выбросов энергетических систем каждого из обозначенных веществ в целом по заводу.

Сточные воды

Сточная вода образуется в энергетических системах основном за счет сточной воды, поступающей с котлов. Главными источниками образования стоков являются процессы продувки котлов. Состав сточных вод котельной можно охарактеризовать следующими показателями: ХПК= 100 мг/л; Азот N-Кьельдаль= 0 – 30 мг/л, фосфаты = 0 – 10 мг/л.

Промышленные отходы

Твердые отходы образуются в результате чистки оборудования энергетических систем. Объемы отходов зависят от конструкции печей и котлов.

3.7.2 Системы охлаждения

Полная информация по системам охлаждения описана в горизонтальном справочнике НДТ “Промышленные системы охлаждения”. Поэтому проект справочника НДТ “Добыча сырой нефти” должен содержать краткие данные по используемым системам охлаждения на нефтедобывающих предприятиях.

Потребление энергоресурсов

Потребление энергии системами охлаждения обусловлено в основном работой насосов в системе водного охлаждения и вентиляторами в системе воздушного охлаждения. В системе водного охлаждения используют воду, предварительно подготовленную химическими веществами, такими как ингибиторы роста коррозии и бактерий. Поэтому необходимо так же предоставить данные по количеству и типам используемых химических веществ. Необходимо так же указать тип системы водного охлаждения (рециркуляции и/или прямоточная). По каждой из систем предоставляются данные по объему потребляемой свежей воды. Основными загрязняющими веществами, составляющими выбросы установок охлаждения являются углеводороды. В таблицах 52 представлены примерные данные по основным воздействиям охлаждающих систем.

Таблица 52 – Воздействие на окружающую среду систем охлаждения

Воздействия	Прямоточные	Прямоточные (замкнутая система)	Воздушные охладители	Воздушные охладители (замкнутая система)
<i>Вода</i>				
Температурный нагрев (МВт)	300	300	-	-
Углеводороды (кг/час)	2,6 – 26	-	-	-
Химическое кондиционирование (кг/час)	2,6	2,6	-	-
Спуск продувочной воды (м ³ /час)	26000	26000	-	-
<i>Воздух</i>				
Потребление энергии (кВт)	3500	5500	2000	8700
Потребление свежей воды (м ³ /час)	-	В замкнутом цикле	-	-
<i>Другие вредные воздействия</i>				
Шум	+	+	+	+

Таблица 53 – Выбросы систем воздушного охлаждения

№	Источник	Загрязняющее вещество	Валовый выброс загрязняющих веществ, т/год	
			Установка 1	Установка 2
1	Аппарат воздушного охлаждения	Масло минеральное нефтяное	0,20	0,026
		Этиленгликоль	0,0006	0,008

3.7.3 Водоснабжение

Начиная с разведочного бурения и заканчивая промышленной эксплуатацией нефтяных скважин, вода является основным элементом для ряда основных производственных процессов, для обеспечения противопожарных нужд и удовлетворения хозяйственно-бытовых потребностей рабочих и служащих, занятых на промысле. В стадии развития промысла вода приобретает первостепенное значение, участвуя почти в каждом производственном процессе. Приготовление глинистого раствора, промывка скважин в период их освоения и ремонтных работ, цементировка, торпедирование скважин и др. требуют воду, причем в отдельных процессах в весьма значительных количествах. В то же время специфичность промысловых производственных процессов, связанных с добычей, транспортированием и хранением значительных масс нефти и газа придает противопожарным устройствам особую значимость. В связи с этим обеспечение указанных устройств водой требуется в количествах, во много раз превышающих противопожарные потребности других производств.

Наконец вода необходима и для удовлетворения хозяйственно-бытовых нужд большого числа рабочих и служащих как на промыслах, так и на расположенных на их территории подсобных предприятиях.

Еще большую роль приобрела вода на промыслах в связи с внедрением методов заводнения нефтяных пластов.

За последние годы было установлено, что современные способы эксплуатации скважин не обеспечивают полного использования нефтяных залежей. Поэтому возникли так называемые вторичные методы добычи нефти и среди них методы заводнения. Методы заводнения сводятся к процессу нагнетания воды в нефтяной пласт для повышения пластового давления и увеличения нефтедобычи. Важнейшей задачей при применении методов заводнения является обеспечение процесса весьма значительным количеством воды высокого качества. Все это в совокупности с достаточной очевидностью

показывает ту важную роль, которую призвана играть вода в производственной жизни нефтяного промысла.

Основными промысловыми объектами, потребляющими воду, следует считать: скважины в бурении и скважины в эксплуатации; установки по деэмульсации нефти, по сбору нефти и газа, для десульфации газа; энергетические установки; компрессорные установки; нагнетательные (инжекционные) скважины для заводнения нефтяных пластов. Наряду с этими основными объектами, являющимися главными потребителями воды в процессе бурения и добычи нефти, на нефтепромысле имеются еще подсобные предприятия нефтепромыслового хозяйства. Потребление воды этими предприятиями не столь велико, но все же оно имеет значение в общем балансе водопотребления нефтепромысла. Средний по добыче промысел потребляет воды от 10000 до 20000 м³ /сут. При групповом водоснабжении мощность водопроводных сооружений может достигнуть 1000-15000 м³ /час и более.

Основным негативным экологическим воздействием системы водоснабжения нефтедобывающего предприятия является забор большого количества природных вод из водоемов, что может привести к изменению гидрологических характеристик региона добычи. Объемы потребления водных ресурсов представлены на рисунке 42.

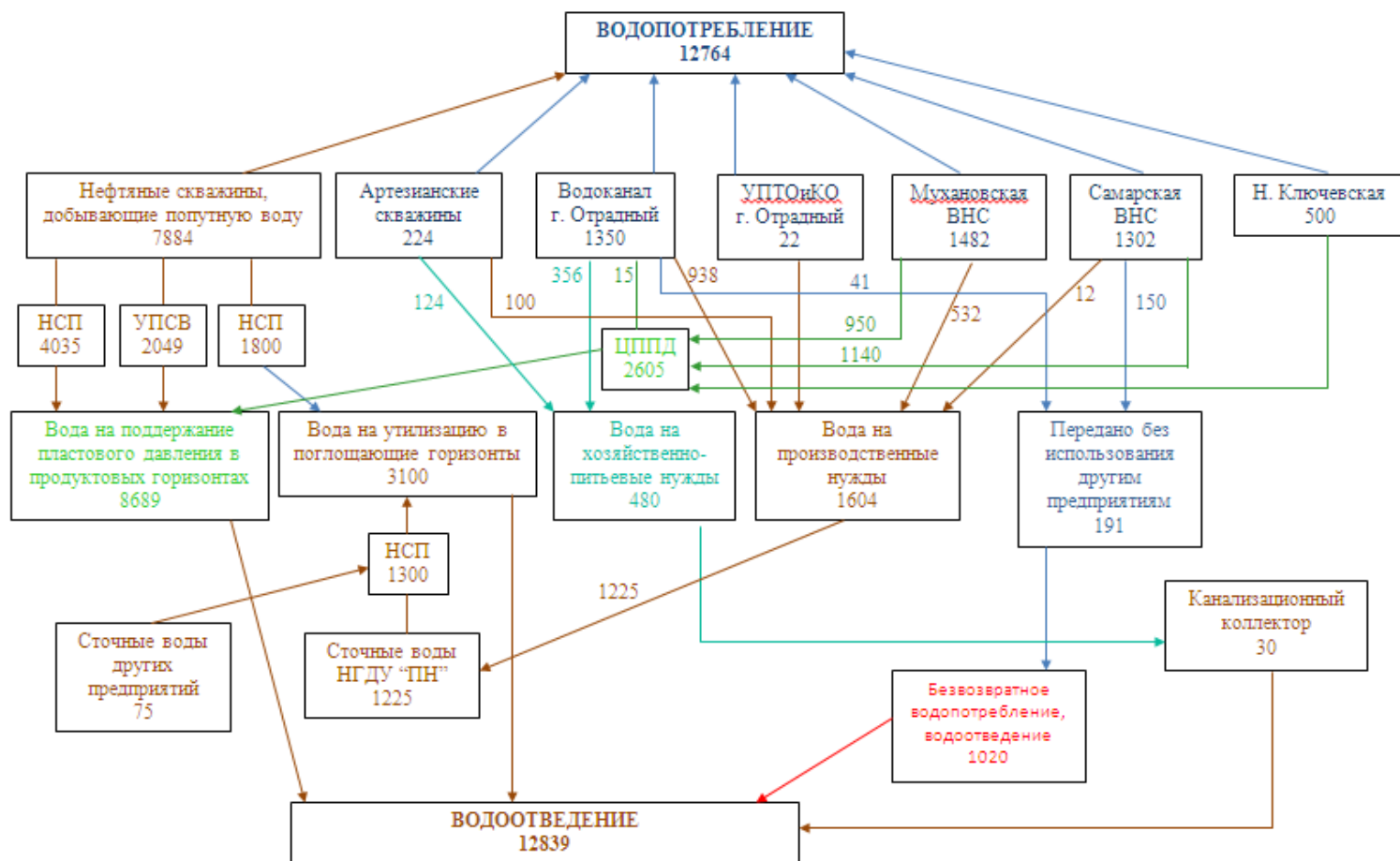


Рисунок 42 – Балансовая схема водопотребления и водопотребления нефтедобывающего предприятия (пример),

тыс м³/год

При опреснении морской воды образуется солевой шлам (таблица 54).

Таблица 54 – Отходы опреснительной установки

№	Вид отхода	Источник	Агрегатное состояние	Объем, т/год	Утилизация
1	Солевой шлам фильтров водоподготовки	Отходы с опреснительной установки	Пастообразные Минеральные соли и мехпримеси.	3,00	Размещение на полигоне отходов

3.7.4 Канализация и очистные сооружения

На нефтепромыслах приходится иметь дело с производственными, бытовыми и атмосферными сточными водами.

Производственные сточные воды могут быть подразделены на следующие виды:

- а) Пластовая вода, поступающая из недр земли вместе с нефтью и отделяемая от нее на обезвоживающих установках промысла.
- б) Вода от промывки эксплуатационных скважин.
- в) Отработавшая вода от компрессорных станций.
- г) Вода от котельных, гаражей и промышленных предприятий, расположенных в границах нефтепромысловой территории.

Производственные сточные воды первых двух видов содержат нефть в результате непосредственного соприкосновения с ней. Сточные воды третьего и четвертого видов, как правило, не содержат нефти, но вследствие того, что на нефтепромысловой территории устраивается общесплавная система канализации, эти сточные воды, попадая в общие каналы, также загрязняются нефтью. Сточные воды последних трех видов

составляют незначительный объем - всего только от 0,5 до 1,5 м³ воды на 1 т нефти.

Основную массу производственных сточных вод на нефтепромыслах составляют пластовые воды. Состав пластовых вод может быть самым различным и определяется анализом.

Ввиду того, что на нефтеносных площадях скважинами вскрывается весь разрез продуктивной толщи, имеется много скважин, из которых вместе с нефтью поступает вода из различных горизонтов.

Преобладание тех или других вод обуславливает характер сточных вод, поступающих с отдельных промысловых площадей.

Вместе с пластовыми водами в канализацию поступает значительное количество отработавшей производственной воды, состав которой зависит от состава воды в источнике водоснабжения.

В солевом составе пластовых вод отдельных нефтяных месторождений обнаружено наличие весьма малых количеств ряда соединений и элементов. В то же время эти микрокомпоненты вод придают им специфический характер. К числу их принадлежат иод, бром, бор, нафтеновые кислоты и др.

Распространение в водах нефтяных месторождений нафтеновых кислот мало изучено, хотя они и представляют собой характерный компонент этих вод. Систематические исследования показали, что нафтеновые кислоты имеются лишь в водах ограниченного числа месторождений.

Среди: многих других микроэлементов и соединений, специфических для вод нефтяных, месторождений, могут быть отмечены барий, стронций и фтор. Закономерности распространения этих элементов в водах недостаточно выяснены.

В таблице 55 приведены характеристика и средний химический состав сточных вод (общего стока) одного из нефтепромыслов.

Таблица 55 – Анализ сточных вод нефтепромыслов

№	Показатели	Среднее	Максимум	Минимум
1	Запах	Нефти и сероводорода		
2	Прозрачность, см	2,7	4,5	1,0
3	Объемный вес сточной воды при 20°, г/см ³	1,00	1,05	0,998
4	pH	7,65	8,40	6,50
5	Щелочность, градусы	55,3	143,2	6,7
6	Окисляемость натуральной воды, мг O ₂ на 1 л	210	750	95
7	Окисляемость фильтрованной воды, мг O ₂ , на 1 л	230	870	110
8	Аммиак солевой, мг/л	30,0	90,0	8,6
9	Углерод органический, мг/л	200	650	10
10	Нафтенновые кислоты	200	800	20
11	Механические примеси	1300	4000	500
12	Прокаленные вещества	860	3740	150
13	Нефть (общее количество), мг/л	1500	10000	800
14	В том числе: всплывающая	1450	-	-
15	эмульгированная и растворенная	50	-	-
16	Удельная масса, г/см ³	0,90	0,99	0,85
17	Сероводород	30% проб содержат сероводород		
18	Кинематическая вязкость сточной воды дн/см ²	0,0101	0,013	0,009

Сточные воды нефтепромыслов всегда в большей или меньшей степени жесткие. Реакция их всегда щелочная. На приморских промыслах они иногда сильно засолены вследствие разбавления, пластовых вод морской водой, расходуемой для технических нужд.

Атмосферные воды образуются при выпадении на нефтепромысловую территорию атмосферных осадков. Возможным

загрязнением этих вод является нефть, смываемая с поверхности земли вблизи эксплуатационных скважин. Загрязненные атмосферные воды отводятся вместе с производственными сточными водами. Кроме того, эти воды должны быть отведены с обвалованных площадок резервуарных парков.

Пример принципиальной схема установки подготовки и утилизации сточных вод Муханского месторождения представлен на рисунке 43.

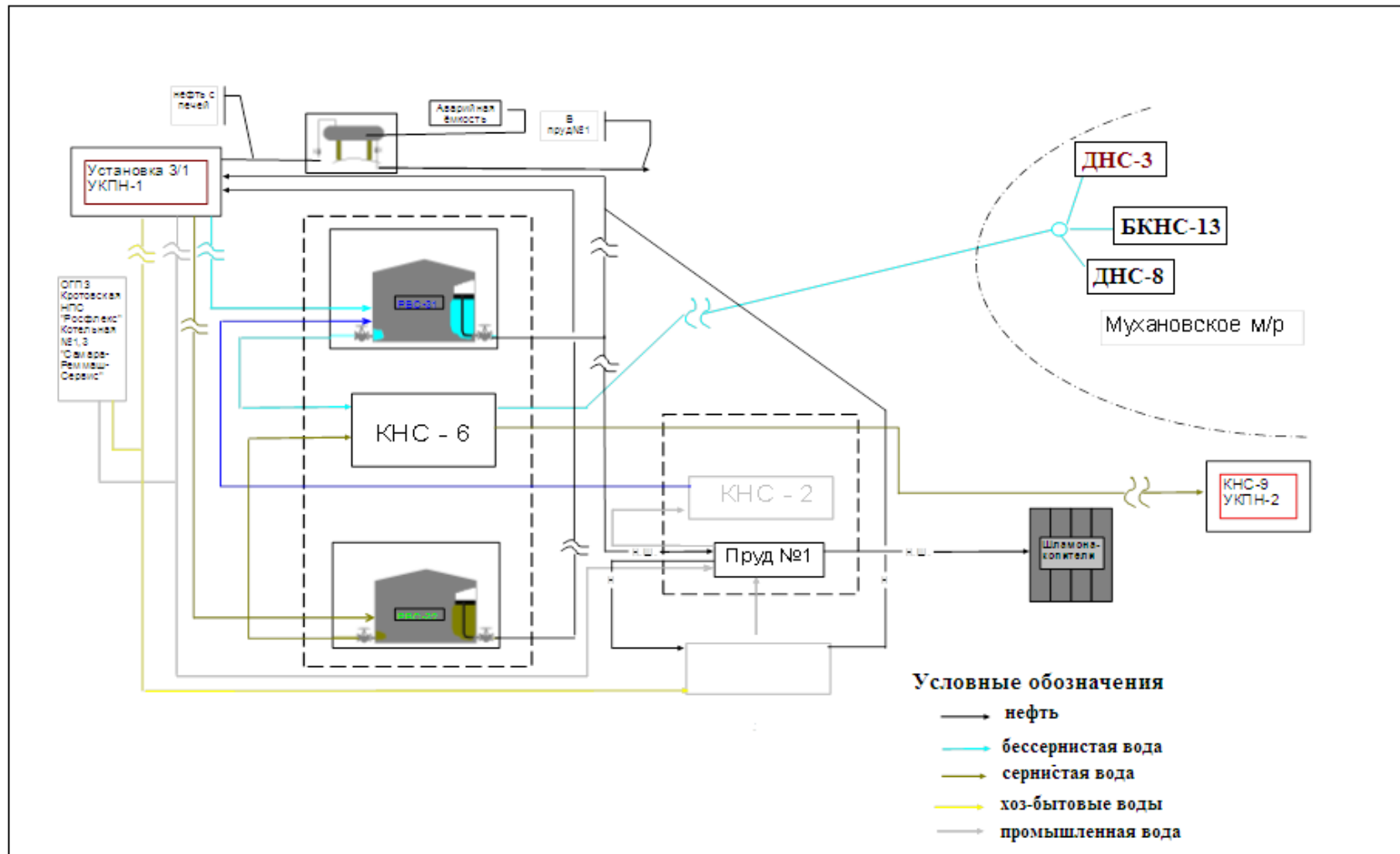


Рисунок 43 – Схема установки подготовки и утилизации сточных вод №4/1

В нефтепромысловых условиях, за отдельными исключениями, преимущество сохраняется за общесплавной системой канализации. Буровые и производственные стоки лишены санитарно-опасных загрязнений и несут лишь примеси нефтяных продуктов, от которых, как показывает практика, не свободны также стоки атмосферных осадков. Ливневые каналы, трассируемые по тальвегам промысловых территорий, могут быть удобно и эффективно использованы для попутного приема сбросных вод от бурящихся и эксплуатационных скважин, сборных пунктов, резервуарных парков, компрессорных станций и других объектов.

Общесплавная система не исключает целесообразности: частичного отвода атмосферных вод по не связанным с промышленной сетью каналам: в виде нагорных канав и: самостоятельных водостоков, особенно для внепромысловых площадей. Но исключена также необходимость отвода буровых вод по специальной изолированной сети, например, для сбора щелочных пластовых вод, используемых после их очистки для заводнения нефтяных площадей при вторичных методах эксплуатации. Этот отвод может быть осуществлен также и по системе закрытых трубопроводов.

Раздельная система канализации более приемлема на промысловых территориях, расположенных в пересеченной местности с развитой овражной сетью. В таких условиях канализация промысловых объектов, расположенных на склонах возвышенностей, была бы решена системой каналов без приема дождевых стоков и последние отводились бы по естественным тальвегам и оврагам.

Отвод нефтепромысловых стоков может осуществляться открытой системой каналов или системой подземных трубопроводов. Практика эксплуатации нефтепромысловых канализационных сооружений заставляет отдавать предпочтение в основном наземной открытой системе.

Закрытая сеть подземных трубопроводов приобретает преимущество и может быть рекомендована при осуществлении канализации для сбора

пластовых вод со сборных пунктов и для отвода этих вод к водоподготовительным установкам при их использовании для закачки в пласт.

На рисунке 44 приведена примерная схема нефтепромысловой канализационной системы.

Сточные воды верхней холмистой части промысла, по преимуществу дождевые, направляются в регулируемую емкость и из последней постепенно отводятся в главный отводной капал через регулируемую камеру. Промысел защищен нагорной канавой от затопления атмосферными стоками со склонов восточной возвышенности. Тальвеги, несущие чистые атмосферные стоки при незначительном количестве промысловых вод, подвергаются только регулированию и укреплению для предотвращения эрозионных процессов.

В устьях каналов у водоема и регулирующих емкостей предусматривается размещение узлов нефтеулавливания с ливнеспусками для сброса во время дождя избытка воды сверх двукратного объема стока в сухую погоду. Местные нефтеловушки у сборных пунктов и розервуарных парков на схеме не показаны. Канализационная система охватывает всю территорию промысла сетью мелких приточных каналов, причем степень насыщенности промысла последними определяется характером разоуривания территории и ее рельефом. Промыслы с густой сеткой скважин и с плоским рельефом требуют более развитой сети приточных каналов.

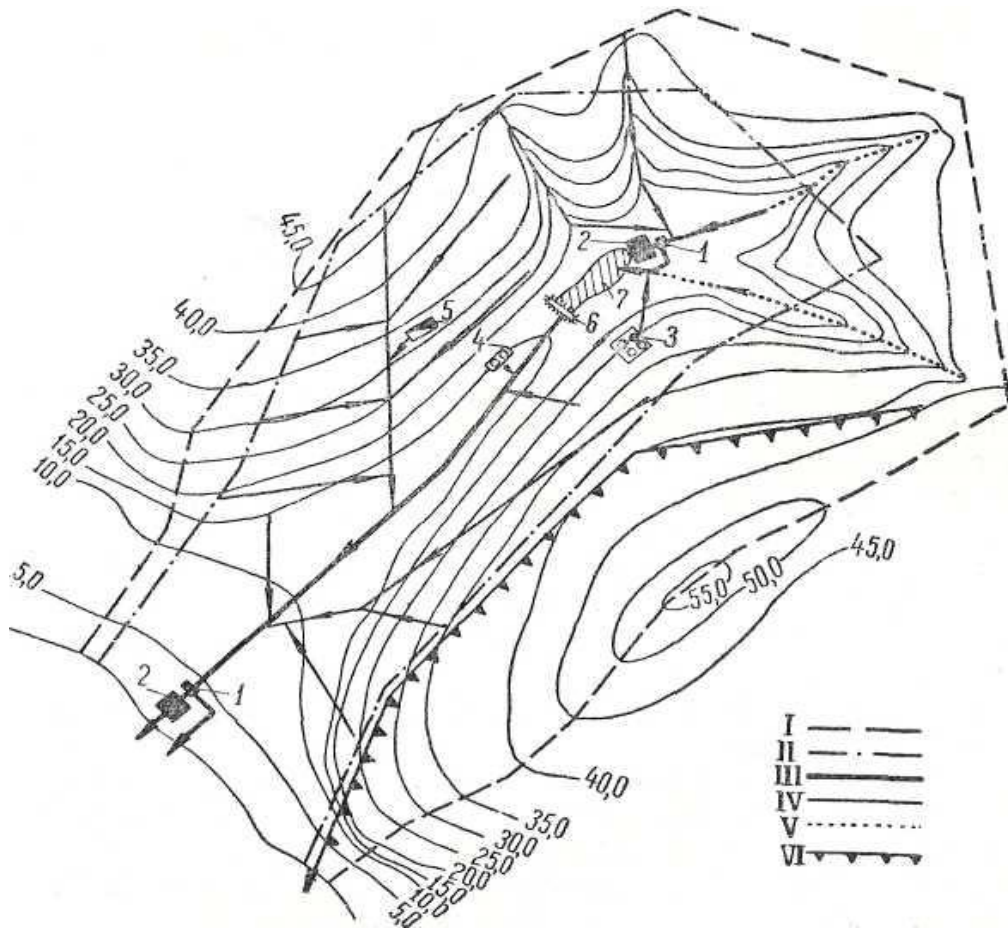


Рисунок 44 – Схема нефтепромысловой канализации:

*I — линия водораздела; II—границы промышленной территории;
 III—магистральный канал для отвода сточных вод; IV — основные
 проточные каналы; V — урегулированные естественные русла; VI — нагорная
 канава. 1 — ливнесорброс ; 2— узел нефтеулавливания; 3—резервуарный парк;
 4—сборный пункт; 5—компрессорная станция; 6—плотина; 7—регулирующая
 емкость.*

Выбросы

Выбросы в атмосферу установок очистки сточных вод происходят за счет улетучивания веществ в процессе отстаивания в сепараторах, прудах-отстойниках, флотационных установках или из канализации. Выбросы содержат в основном углеводороды, и сероводород. из многочисленных танки. Система канализации и очистки сточных вод могут быть источниками неприятного запаха.

Сбросы

Потенциальное загрязнение водных объектов происходит при сбросе очищенных сточных вод, содержащих определенный набор веществ. В эффективности очистки сточных вод, они могут содержать соединения углерода (нерастворимый и растворимый), соединения азота (органические и неорганические), соединения серы и металлы и их соединения.

Промышленные отходы

В процессе очистки сточных вод образуются значительные объемы шламов, загрязненных нефтью (таблица 56). Здесь необходимо представить данные по составу и объемам образования шламов очистных сооружений на предприятиях нефтедобывающей отрасли. В процессе очистке ливневых и промышленных сточных вод образуются большие объемы нефтешлама, состоящего из песка, глины, минеральных солей (не менее 38%); оксидов железа (не более 5%), сульфидов железа (не более 10%), асфальтенов, смол (не более 28%), нефти (не более 10%) и воды (не более 9%).

Таблица 56 – Отходы очистных сооружений

№	Отход	Источник образования	Агрегатное состояние	Объем, т/год	Способ утилизации
1	Осадок очистки сточных вод от нефтепродуктов	Очистка дождевого стока и смывной воды в местах строительства и эксплуатации	Твёрдые и жидкие Осадок малозагрязнённый нефтепродуктами	0,3-16,20	Обезвреживание и размещение на полигоне отходов
2	Осадок очистки хозяйственно-бытовых стоков	Очистные сооружения для сточных вод из жилого	Ил Органики, механические примеси	0,8-7,3	Сжигание в инсинераторе на платформе

3.7.5 Образование отходов

В главе предоставляется информация об объемах накопленных отходов и воздействиях отходов производства на окружающую среду (например, рассматриваются выбросы шламовых амбаров).

При бурении будут образовываться следующие виды отходов:

а) Шлам, выбуренный при использовании растворов на водной основе (бентонит/полимерные растворы на основе пресной воды), при бурении верхних интервалов скважин.

б) Шлам, выбуренный при использовании растворов на нефтяной основе, который образуется при бурении нижних интервалов скважин.

в) Отработанные буровые растворы на водной и нефтяной основе и промывочные растворы.

г) Пластовая вода.

д) Металлоотходы в виде изношенных буровых труб, а также пластиковые заглушки труб.

Выбуренный шлам, и отработанный буровой раствор чаще всего закачиваются в подземные пласты через нагнетательные скважины.

3.7.6 Утилизация отходов

Накопители отходов

Скапливание жидких отходов на производственных территориях может привести к интенсивному загрязнению почвы, воздуха и грунтовых вод. Примером рационального обращения с отходами при разработке и эксплуатации месторождения может являться организация сбора на нефтяной платформе (рисунок 45).

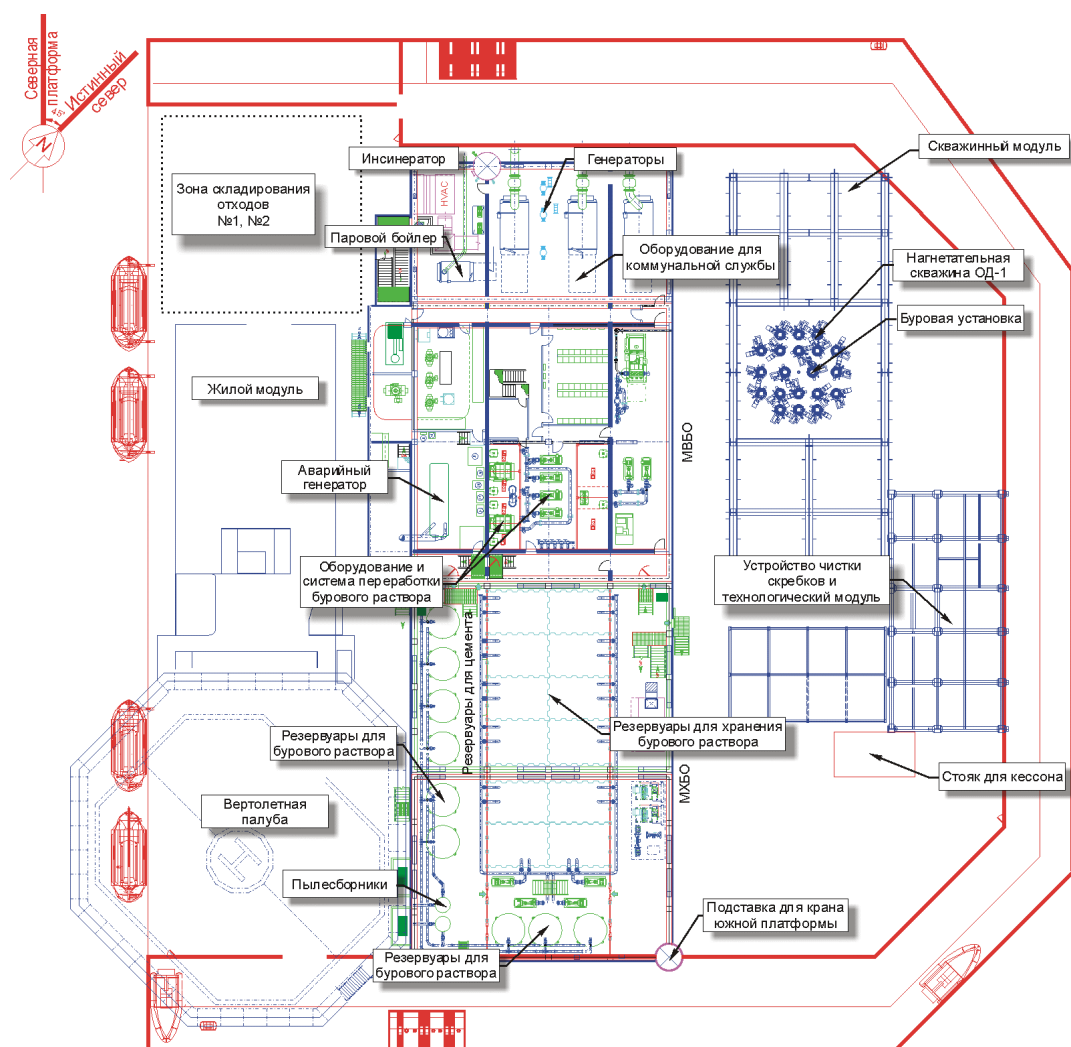


Рисунок 45 – Схема платформы с объектами управления отходами

Загрязнение воздуха происходит в результате испарения углеводородов, почва загрязняется за счет слива из амбаров избытка минерализованной воды с большой концентрацией хлоридов и сульфатов, что не безопасно для верхних пресноводных горизонтов. Из веществ, входящих в состав шламов, наибольшую опасность для почвогрунтов представляют минеральные соли, нефть и нефтепродукты.

Известно, что при нефтяном загрязнении тесно взаимодействуют три группы экологических факторов:

- а) сложность состава нефти, находящегося в процессе постоянного изменения;
- б) сложность, гетерогенность состава и структуры любой экосистемы, находящихся в процессе постоянного развития и изменения;
- в) многообразие и изменчивость внешних факторов, влияющих на экосистему (температуры, влажности, давления и т.д.).

Попадая в почву, нефть опускается вертикально вниз под влиянием гравитационных сил, и распространяется вширь под действием поверхностных и капиллярных сил.

Основную часть легкой фракции составляют метановые углеводороды (алканы) с числом углеродных атомов C_5-C_{11} . Нормальные алканы, особенно с короткой углеродной цепью, оказывают наркотическое и токсикологическое действие на живые организмы.

С содержанием легкой фракции коррелируют другие характеристики нефти: углеводородный состав, количество смол и асфальтенов. С уменьшением содержания легкой фракции ее токсичность снижается, но возрастает токсичность ароматических соединений, относительное содержание которых растет. Основная часть легкой фракции разлагается и улетучивается еще на поверхности почвы или смывается водными потоками.

Длительность всего процесса трансформации нефти в разных почвенно-климатических зонах различна: от нескольких месяцев до нескольких десятков лет.

Анализ материалов исследований по оценке воздействия нефтешламовых отходов на объекты природной среды подтверждает необходимость применения эффективной техники и технологии их очистки, утилизации и нейтрализации вредного воздействия на компоненты окружающей среды.

Переработка нефтяных шламов

Выбор метода обезвреживания в основном зависит от количества содержащихся в шламе нефтепродуктов. Все методы переработки шламов можно разделить на неdestructивные и destructивные.

Неdestructивные методы:

- а) контролируемая открытая выгрузка;
- б) захоронение, требующее тщательного обезвреживания;
- в) применение маслянистых шламов в сельском хозяйстве на заброшенных землях, причем время от времени необходимы затраты на аэробную обработку;
- г) внесение шлама в качестве органического удобрения, допустимого при выращивании некоторых культур (обуславливает, как и в некоторых из упомянутых выше способах, ограничение концентрации тяжелых металлов и даже полиароматических углеводородов).

Destructивные методы включают:

- а) сжигание на месте или вместе с бытовыми отходами, что требует обезвреживания;
- б) включение в цемент при его производстве влажным путем;
- в) аэробная обработка, применяемая только в отношении излишков биологического ила в больших количествах.

В настоящее время известно о применении следующих методов (и их комбинаций) обезвреживания и переработки нефтяных шламов:

а) сжигание нефтяных шламов в виде водных эмульсий и утилизация выделяющегося тепла и газов;

б) обезвоживание или сушка нефтяных шламов с возвратом нефтепродуктов в производство, а сточных вод в оборотную циркуляцию с последующим захоронением твердых остатков;

в) отверждение нефтяных шламов специальными консолидирующими составами с последующим использованием их в других отраслях народного хозяйства, либо захоронением на специальных полигонах;

г) переработка нефтяных шламов на газ и парогаз, а также в нефтепродукты;

д) использование нефтяных шламов как сырья (компоненты других отраслей народного хозяйства);

е) физико-химическое разделение нефтяного шлама (растворители, деэмульгаторы, ПАВ и др.) на составляющие фазы с их последующим использованием.

Нефтешламы, замазученных грунтов и буровые шламы подвергаются термической деструкции (содержание нефтепродуктов не более 15% в перерабатываемом материале). В результате данного процесса получается обезвреженный сухой минеральный остаток IV (V) класса опасности.

Таблица 57– Выбросы установки переработки шламов УПНШ

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Годовая масса выбросов загрязняющего вещества, тонн	Минимальный выброс загрязняющего вещества, г/с	Максимальный выброс загрязняющего вещества выбросов, г/с	Средний выброс загрязняющего вещества, г/с
Углеводороды предельные С6-С10	33	0,94	1,05	1,99
Бензол	0,55	0,015	0,017	0,033
Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	1,59	0,045	0,05	0,096
Метилбензол (толуол)	3,71	0,11	0,12	0,22

Таблица 58 – Потребление энергетических ресурсов установкой переработки шламов

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов в год	Максимальный расход энергетических ресурсов в год
Потребление электроэнергии	кВтч	-	1103088
Потребление электроэнергии	кВт*ч/т	3,5427	21,1321
Потребление пара	Гкал	-	14356
Потребление пара	Гкал	804	2019
Свежая вода	м3	-	106725
Свежая вода	куб.м/т	5911	11133

Таблица 59 – Физические воздействия, производимые установкой переработки шламов

Фактор воздействия	Источник воздействия	Единицы измерения воздействия	Уровень воздействия
Шум	технологическое оборудование	дБА	83
Вибрация	технологическое оборудование	дБ	92
Тепловое воздействие	факторы среды, технологическое оборудование	гр. Цельсия	27.9
Электромагнитное загрязнение	Электрическое поле от ПЭВМ	В/м	7
Электромагнитное загрязнение	Магнитный поток от ПЭВМ	нТл	580

Таблица 60 – Отходы установок утилизации шламов

№	Наименование отхода	Масса отходов, т / тыс. т нефти	Источник образования	Обращение с отходами
1	Минеральный остаток	2,18-3,14	Установка переработки нефтешламов и нефтезагрязненных грунтов	Использование на предприятии

В случае использования газоочистки при переработке шламов, то используются щелочные растворы гидроксидов и оксидов кальция, в результате чего в качестве отходов технологии образуется сульфат кальция.

Состав остатка после утилизации шлама представлен в таблице 62.

Таблица 61 – Состав остатка утилизации шлама

№	Наименование отхода	Агрегатное состояние	Состав	Содержание, %
1	Минеральный остаток	Твердое	Вода	10,6
			Органическое вещество	0,18
			Нефтепродукты	0,054
			Зола	88,64
			Свинец	0,0009
			Цинк	0,0011
			Медь	0,0031
			Никель	0,0021
			Кобальт	0,0032
			Железо	0,45
			Марганец	0,058
			Хром	0,036
			Хлориды	0,059

3.7.7 Резервуарный парк

Основные потери нефти и нефтепродуктов на предприятиях, связанных с добычей, переработкой, транспортировкой и хранением нефти и нефтепродуктов, складываются из потерь от испарения в резервуарах и утечек через неплотности соединений оборудования. Потери от испарения составляют значительную часть количественных потерь. А так как при испарении в атмосферу выходят наиболее легкие углеводороды, то происходят и качественные изменения состава нефти и нефтепродуктов. Нередки случаи, когда в результате больших потерь легких фракций углеводородов при хранении бензины оказывались непригодными для использования. Основными видами потерь от испарения в резервуарах являются «большие» и «малые» дыхания.

«Большие дыхания» происходят при заполнении резервуара нефтью или нефтепродуктами, в результате чего из газового пространства вытесняется в атмосферу паровоздушная смесь. В процессе больших дыханий объем паровоздушной смеси приблизительно равен объему закаченной в резервуар нефти.

«Малые дыхания» возникают за счет ежесуточных колебаний температуры и барометрического давления наружного воздуха, а, следовательно, и колебания давления в газовом пространстве резервуара. Уменьшение потерь от малых дыханий достигается сокращением суточных колебаний температур в газовом пространстве путем применения предохранительной окраски резервуаров в светлые тона.

Методы сокращения потерь нефтепродуктов можно разделить на пять групп:

а) сокращение объема газового пространства. Это достигается в резервуарах с плавающими крышами (рисунок 1) и понтонами (рисунок 2). Понтон, представляет собой полый диск. В таких резервуарах потери от испарения сокращаются до 90%. В резервуарах с плавающей крышей почти полностью отсутствует газовое пространство и, таким образом, предотвращаются потери от больших и малых дыханий.

б) хранение под избыточным давлением в резервуарах рассчитанных на это;

в) уменьшение амплитуды колебаний температуры газового пространства резервуара (тепловая изоляция, охлаждение водой в летнее время и подземное хранение);

г) улавливание паров, уходящих из резервуара. Наибольшее распространение получила газоуравнительная система (рисунок 46), представляющая сеть газопроводов, соединяющих через огневые предохранители газовые пространства резервуаров между собой.

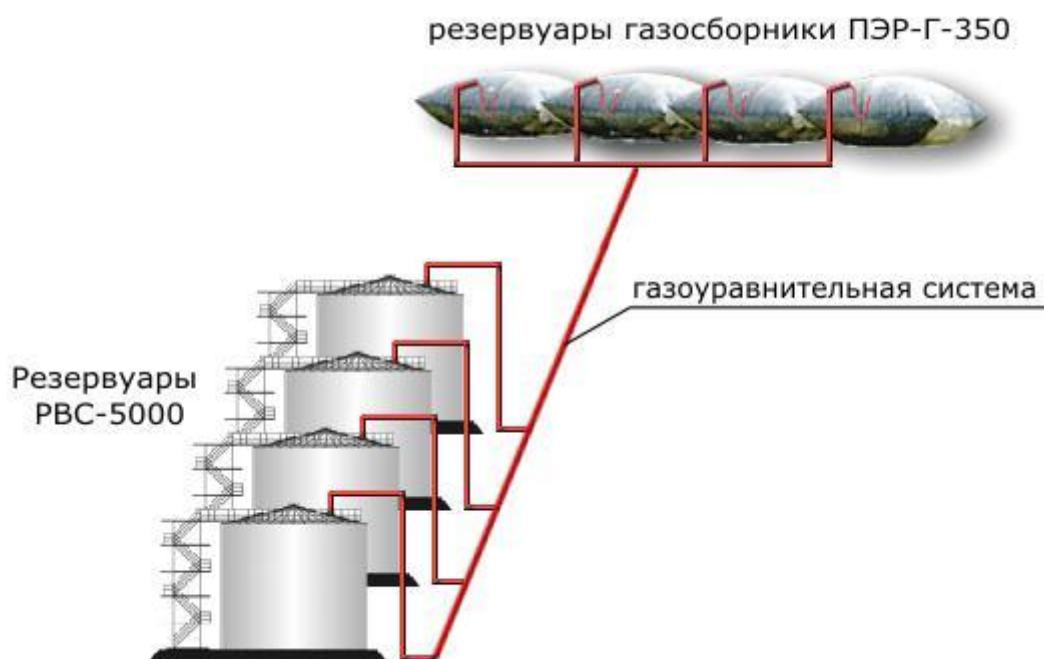


Рисунок 46 – Газоуравнительная система

Выбросы в атмосферу

Товарные парки являются крупными источниками выбросов углеводородов в атмосферный воздух. Выбросы при хранении сырой и товарной нефти происходят из-за испарения легких фракций углеводородов. Даже при использовании резервуаров с плавающей крышей будут наблюдаться значительные концентрации углеводородов в атмосферном воздухе. Выбросы углеводородов резервуарного парка примерно 40 % от общего объема выбросов углеводородов в целом по месторождению.

Таблица 62 – Выбросы товарных парков

№	Источник	Загрязняющее вещество	Валовый выброс загрязняющих веществ, т/год			
			Установка 1	Установка 2	Установка 3	Установка 4
1	Резервуары технологические	Сероводород	0,0018	0,0009	0,028	0,054
		Гексан	-	-	12,7	-
2	Резервуары очистные	Гексан	0,82	0,41	-	-
		Метан	-	-	62	-
		Бензол	-	-	0,17	-
		Ксилол	-	-	0,052	-
		Толуол	-	-	0,104	-
		Сероводород	-	-	-	0,035
3	Запорно-регулирующая арматура	Метан	9,9	1,10	-	-
		Бензол	0,010	0,005	-	-
		Ксилол	0,003	0,0016	-	-
		Толуол	0,007	0,003	-	-
4	Резервуар вертикальный стальной	Метан	7,6	-	-	-
5	Емкость хранения метанола	Метанол	0,002	0,31	-	-
6	Резервуары аварийные	Сероводород	0,00005	0,000055	-	-
		Гексан	0,02	0,02	-	-
		Метан	0,06	0,07	-	-
		Бензол	0,0003	0,001	-	-
		Ксилол	0,00009	0,0001	-	-
		Толуол	0,0002	0,0002	-	-

Продолжение таблицы 62

7	Емкость свежего масла	Масло минеральное нефтяное	0,57	-	-	-
8	Резервуар хранения дизтоплива	Сероводород	0,000001	0,000002	-	-
		Углеводороды предельные C12-C19	-	0,00056	-	-
9	Емкость хранения этиленгликоля	Гексан	0,0009	-	-	-
10	Емкости дренажные	Метан	19,8	-	-	-
		Бензол	0,019	-	-	-
		Ксилол	0,006	-	-	-
		Толуол	0,01	-	-	-

Потребление энергии

Процесс не требует больших объемов энергетических ресурсов. Тем не менее, некоторые резервуары должны подогреваться для сохранения товарных характеристик продукции и сырья.

Сточные воды

Протекающие фланцы и клапаны резервуаров могут стать источниками загрязнения ливневых стоков. Состав этих стоков зависит от типа продукции, которое хранилось в резервуаре. Уровни загрязнения таких стоков нефть доходит до 5 г / л.

Отходы

Таблица 63 – Отходы товарных парков

№	Наименование отхода	Масса отходов, т	Источник образования	Обращение с отходами
1	Шлам	139 -1208	Очистка резервуаров	Размещение на предприятии с дальнейшей переработкой

Состав отходов резервуаров хранения представлен в таблице 65.

Таблица 64 – Состав отходов резервуаров хранения

№	Наименование отхода	Агрегатное состояние	Состав	Содержание, %
1	Шлам очистки резервуаров	Шлам	Нефтепродукты Вода Мех. примеси	48 23 29

3.8 Определение маркерных веществ

Федеральным законом № 219-ФЗ вводится новый инструмент осуществления производственного экологического контроля — маркерные вещества: «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)».

Данное определение абстрактно, поэтому его необходимо конкретизировать в подзаконных актах для того, чтобы установить способ формирования перечня маркерных веществ для конкретных предприятий. При этом в Законе 219-ФЗ не оговаривается, каким способом должна осуществляться конкретизация, т.е. этот вопрос является предметом

обсуждения и принятия решения. Принимаемое решение во многом определит порядок работы органов власти и предприятий в части нормирования, разрешительных процедур и утверждения документов, производственного экологического контроля, эффективность этой деятельности и временные и финансовые затраты на нее.

В существующем законодательстве имеются следующие перечни загрязняющих веществ:

а) «Примерный перечень загрязняющих веществ, способных накапливаться в донных отложениях водных объектов» (утв. приказом Министерства природных ресурсов и экологии от 24 февраля 2014 г. № 112);

б) «Перечень загрязняющих веществ, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды» (утв. распоряжением Правительства РФ от 8 июля 2015 г. № 1316-р);

в) «Перечень вредных веществ, подлежащих контролю в воздухе производственных помещений» (утв. постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 30 мая 2003 г. № 107);

г) «Перечень загрязняющих веществ и их ПДК на рабочих местах в дорожном хозяйстве» (утв. распоряжением Минтранса РФ от 14 апреля 2003 г. № ОС-339-р);

д) «Перечень вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу на разных этапах строительства скважин» (утв. Минтопэнерго РФ и Минприроды РФ 25 января, 10 августа 1996 г.);

е) «Перечень основных загрязняющих веществ, выделяемых предприятиями ТДК, их ПДК в атмосферном воздухе населенных пунктов» (утв. Министерством охраны окружающей среды и природных ресурсов Российской Федерации 18 ноября 1992 года);

ж) «Перечень веществ, вредных для здоровья людей или для живых ресурсов моря, сброс которых запрещается, и нормы предельно допустимой

концентрации этих веществ в сбрасываемых смесях в открытом море при наличии разрешения» (утв. Министерством природных ресурсов РФ 12 июля 1999 г.).

Приведенные перечни используются в системе государственного управления для решения той или иной управленческой задачи (осуществления контроля концентрации загрязняющих веществ на рабочих местах в дорожном хозяйстве, в воздухе производственных помещений и т.д.).

Отметим высокий уровень конкретизации некоторых задач, инструментом решения которых являются указанные выше перечни веществ — например, задача контроля концентрации вредных веществ, выбрасываемых на разных этапах строительства скважин [63].

В случае разработки перечней маркерных веществ также необходимо установить решаемую с помощью данного инструмента задачу управления. Опыт выделения некоторого подмножества загрязняющих веществ, аналогичного множеству веществ, определяемому как «маркерные», можно усмотреть в системе экологического регулирования США.

Законом о чистом воздухе от 1970 года установлен перечень индикаторных загрязняющих веществ (*criteria pollutants*) для атмосферного воздуха: свинец, двуокись азота, окись углерода, озон, диоксид серы и твердые частицы. Индикаторные вещества выделяются среди загрязняющих веществ большей распространенностью и большими объемами выбросов.

В нашей стране обсуждение идеи использования маркерных веществ в системе управления качеством окружающей среды началось задолго до ее законодательного внедрения. Одной из первых попыток такого внедрения является включение концепции выделения маркерных веществ в Экологическую промышленную политику (далее — ЭПП), разработанную и утвержденную Российским союзом промышленников и предпринимателей (РСПП). Данный документ фиксирует позицию российского бизнес-сообщества в решении проблем экологического регулирования.

В основе определения понятия «маркерные вещества», содержащегося в ЭПП, лежит утверждение 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. То есть, 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.

Таким образом, для определения подмножества маркерных веществ из множества загрязняющих веществ можно использовать различные подходы, некоторые из которых проиллюстрированы выше. Маркерные вещества при этом выступают в качестве инструмента решения некоторых задач управления качеством окружающей среды. Для осуществления выбора подхода к определению понятия «маркерные вещества» необходимо определить задачу управления, которая должна решаться с помощью данного инструмента.

Рассмотренные выше подходы к определению маркерных веществ отвечают следующим задачам управления качеством окружающей среды:

Задача уменьшения нагрузки на предприятия по контролю выбросов\сбросов загрязняющих веществ (уменьшение затрат на датчики онлайн контроля). Решается при определении маркерных веществ как веществ, концентрация которых позволяет оценивать концентрацию группы веществ для данной технологии. Данный подход предлагается ЭПП.

Применение данного подхода приводит к сокращению группы веществ, необходимых для мониторинга на данном предприятии. Отметим, что подход не подразумевает обязательной установки датчиков онлайн-контроля «на конце трубы» — возможен контроль параметров осуществления производственного процесса на промежуточных этапах. Данная задача показывает наличие такого

атрибута понятия «маркерные вещества», как «технология». При применении такого подхода легко проиллюстрировать разницу между маркерными и опасными загрязняющими веществами. Для смеси веществ, являющейся спектром воздействия данной технологии, маркерным веществом может быть выбрано не самое опасное в смеси, а, например, затраты на измерение концентрации которого наименьшие, или надежность/простота измерения концентрации которого выше. Очевидно, что при применении данного подхода составление общего перечня маркерных веществ для всех предприятий противоречит решаемой задаче управления — снижению количества веществ, концентрацию которых необходимо контролировать на данном предприятии.

Задача уменьшения нагрузки на службы мониторинга воздействия на окружающую среду. Решается при определении маркерных веществ как веществ, вносящих наибольший вклад в загрязнение окружающей среды. Так же, как и в случае определения маркерных веществ на основе спектра воздействия технологии (подход № 1), определяемые на основе данного подхода маркерные вещества не обязательно входят в категорию опасных. Данная задача показывает наличие такого атрибута понятия «маркерные вещества», как «локализация» (конкретная среда). Отметим, что составление общего перечня маркерных веществ, определенных для каждой конкретной территории приведет к необоснованному увеличению количества загрязняющих веществ, концентрацию которых необходимо измерять для каждой территории.

Задача администрирования экологической платы. Решается при определении маркерных веществ как веществ, плата за которые составляет основную часть всей экологической платы предприятия. При таком подходе выделяется часть загрязняющих веществ предприятия, суммарные экологические платежи за выбросы\сбросы которых составляют незначительную часть от общей суммы экологических платежей. Отмена необходимости осуществления выплат за сбросы\выбросы данных веществ

позволяет также избежать расходов по их администрированию. Данная задача показывает наличие такого атрибута понятия «маркерные вещества», как «структура экологических платежей».

Определение перечня маркерных веществ на основе определения задачи, решаемой с помощью данного инструмента в рамках экологического законодательства, не осуществлялось. Перечни, соответствующие той или иной задаче управления, необходимо разработать. Существующие перечни определены эмпирически, что привело к неконтролируемости их содержания.

Методика выбора группы маркерных веществ для оптимизации системы мониторинга атмосферного воздуха [64] была разработана в 1995 году и может применяться и в отношении веществ, загрязняющих другие среды.

Маркерным веществом (или маркером), по этой методике, называется наиболее яркий представитель корреляционной плеяды, который выбирается исходя из определенных критериев. Особенностью маркерного вещества является то, что по его значению можно оценить значения всех веществ, входящих в корреляционную плеяду.

В связи с применением в настоящей методике вероятностных способов оценки необходима предварительная статистическая обработка имеющихся массивов данных по всем видам воздействий на окружающую среду, которая предназначена для выявления грубых ошибок. При анализе аномальных (резко выделяющихся) наблюдений для отдельно взятого фактора его значения рассматриваются как самостоятельный вариационный ряд и для него определяются аномальные наблюдения с 5%-ным уровнем значимости.

Анализ аномальных наблюдений выполняется до основной обработки данных. Это необходимо для исключения из матрицы исходных данных грубых ошибок и резко выделяющихся наблюдений, уровни которых сложились под влиянием особых факторов, не характерных для основной совокупности. Аномальные наблюдения определяются для каждого значения фактора в отдельности с использованием статистики:

$$A_{\max_i} = \max \frac{|x_{ik} - \bar{x}_k|}{\sigma_k} \quad (1)$$

где x_{ik} - i -тое наблюдение i -того фактора;

\bar{x}_k - среднее значение i -того фактора;

σ_k - среднее квадратическое отклонение i -того фактора.

Данная статистика имеет распределение Стьюдента и сравнивается с табличным значением коэффициента Стьюдента для уровня значимости $\alpha=0,95$ с $n-3$ степенями свободы (где n - количество наблюдений). Если значение $A_{\max_i} > t_{\alpha, n-3}$, то данное наблюдение является аномальным и подлежит корректировке или удалению.

Следует отметить, что резко выделяющиеся наблюдения могут содержать достаточно важную информацию, и при удалении из анализируемой совокупности аномальных наблюдений теряется потенциально важная информация о факторах. Поэтому вместо удаления таких наблюдений используются процедуры оценки параметров распределения, нечувствительные к структуре данных. Эти процедуры оценивания называются робастными. Одна из таких процедур - винзоризованные оценки. Сущность данной процедуры заключается в замене кратных аномальных значений упорядоченного ряда на последующие и предшествующие значения наблюдений этого ряда.

Порядок выбора маркерных веществ

Задача выбора маркерных веществ состоит в том, чтобы все выбрасываемые промышленными предприятиями загрязняющие вещества на территории разделить на группы, внутри которых наблюдается тесная корреляционная взаимосвязь, а затем по некоторым критериям из каждой группы выбрать вещество-маркер, характеризующее состояние всей группы. При выборе маркерных веществ необходимо использовать и обрабатывать информацию двух уровней:

а) информация о суммированных воздействиях промышленными предприятиями на рассматриваемой территории;

б) информация о воздействиях отдельных предприятий, расположенных на рассматриваемой территории.

Для каждого из уровней необходимо произвести аналогичные расчеты по определению маркеров, которые сводятся к следующим действиям.

Просуммировать массы выбросов загрязняющих веществ промышленных предприятий, находящихся на исследуемой территории в разрезе ингредиентов (для анализа данных территориального уровня).

Определить количество общих факторов, объясняющих определенную часть общей дисперсии. Для этого необходимо использовать следующий критерий: количество необходимых общих факторов определяется количеством собственных значений корреляционной матрицы больших либо равных единице. В этом случае общие факторы будут объяснять 95% общей дисперсии.

К данным каждого из уровней необходимо применить метод определения главных факторов факторного анализа, в результате чего формируется так называемая матрица факторных нагрузок. Коэффициенты этой матрицы представляют собой не что иное, как коэффициенты корреляции между исходным фактором и общим фактором.

Для более четкой группировки факторов к матрице факторной нагрузки необходимо применить метод ортогонального вращения "варимакс". Это приведет к увеличению больших и уменьшению малых факторных нагрузок.

Используя матрицу факторных нагрузок, сгруппировать все исходные факторы. В качестве критерия группировки необходимо использовать максимальную факторную нагрузку с одним из общих факторов. В результате все исходные факторы распределятся по группам, количество которых определяется количеством общих факторов.

Рассчитать показатель М /ПДК и отсортировать факторы внутри группы по этому показателю.

В качестве вещества-маркера для каждой группы следует выбирать фактор максимальным показателем М/ПДК.

Нефтегазодобывающая промышленность является одной из наиболее опасных отраслей хозяйства в плане воздействия на окружающую природную среду. Особенность нефтегазодобычи заключается в том, что происходит воздействие сразу на все объекты окружающей среды: атмосферный воздух, водные ресурсы, режим подземных вод, почву и растительный покров. При эксплуатации скважин происходит влияние на изменение глубоко залегающих горизонтов, необратимые деформации земной поверхности в результате извлечения из недр нефти, газа и подземных вод, поддерживающих пластическое давление. Нефтегазодобывающая отрасль также отличается большой землеемкостью, значительной загрязняющей способностью, высокой взрыво- и пожароопасностью промышленных объектов. Химические реагенты, применяемые при добыче и подготовке нефти и газа, а также добываемые углеводороды могут оказывать сильное негативное воздействие на растительный и животный мир, при их поступлении в окружающую среду.

Характерной особенностью всех видов загрязнений, связанных с нефтегазодобычей, является непредсказуемость, неравномерность, непостоянство состава загрязнений. Вещества, входящие в состав техногенных потоков, геохимически активны, часто высокотоксичны и опасны для природной среды [65].

Степень воздействия нефтегазодобывающей промышленности зависит от ряда факторов, таких как интенсивность техногенной нагрузки на территорию промысла, продолжительность периода добычи, площади трансформированных ландшафтов, степени химического загрязнения природных сред, успешность рекультивационных мероприятий после стадии разработки скважины.

Анализ технологических процессов, экологических воздействий эксплуатируемых установок нефте- и газодобывающих компаний позволяет выделить основные источники воздействия и состав загрязняющих веществ, поступающих в объекты окружающей среды.

В соответствии с распоряжением правительства РФ N 1316-р от 8 июля 2015 г.[66], устанавливающим перечень загрязняющих веществ, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды, система нормирования экологических воздействий нефте- и газодобывающих компаний должна охватывать только загрязняющие вещества, входящие в этот перечень и характерные для данного типа промышленности.

3.8.1 Перечень загрязняющих веществ, входящих в состав выбросов нефтедобывающих предприятий

Можно выделить следующие основные источники выбросов нефтедобывающих предприятий:

- а) скважинное оборудование;
- б) промысловые трубопроводы;
- в) установки предварительной подготовки нефти;
- г) печи подогрева сырья;
- д) насосные установки;
- е) вентиляционные шахты;
- ж) газовые турбины;
- и) факельные установки;
- к) неорганизованные выбросы погрузочно-разгрузочных операций,

товарно-сырьевого парка, выбросы от технологического оборудования.

Необходимо отметить, что состав выбросов при добыче нефти сильно зависит от характеристик добываемого углеводорода, геологических характеристик пласта, набора реагентов используемого для повышения нефтеотдачи пласта и подготовки нефти и может варьироваться в зависимости

от месторождения. Например, при эксплуатации нефтяного месторождения с высоким содержанием серы, в составе выбросов будет преобладать сероводород.

Основными загрязняющими веществами, входящими в состав выбросов предприятий по добыче нефти являются (рисунок 47):

- а) углеводороды, поступающие в атмосферный воздух в результате отсутствия герметичности оборудования;
- б) продукты горения топлива (диоксид и оксид углерода, оксиды азота, оксиды серы, взвешенные вещества);
- в) сероводород, при разработке месторождений с высоким содержанием серы;
- г) ароматические углеводороды, на установках комплексной подготовки нефти (УКПН) и очистных сооружениях;
- д) озоноразрушающие вещества и галогенпроизводные углеводороды, при использовании в системах противопожарной защиты.

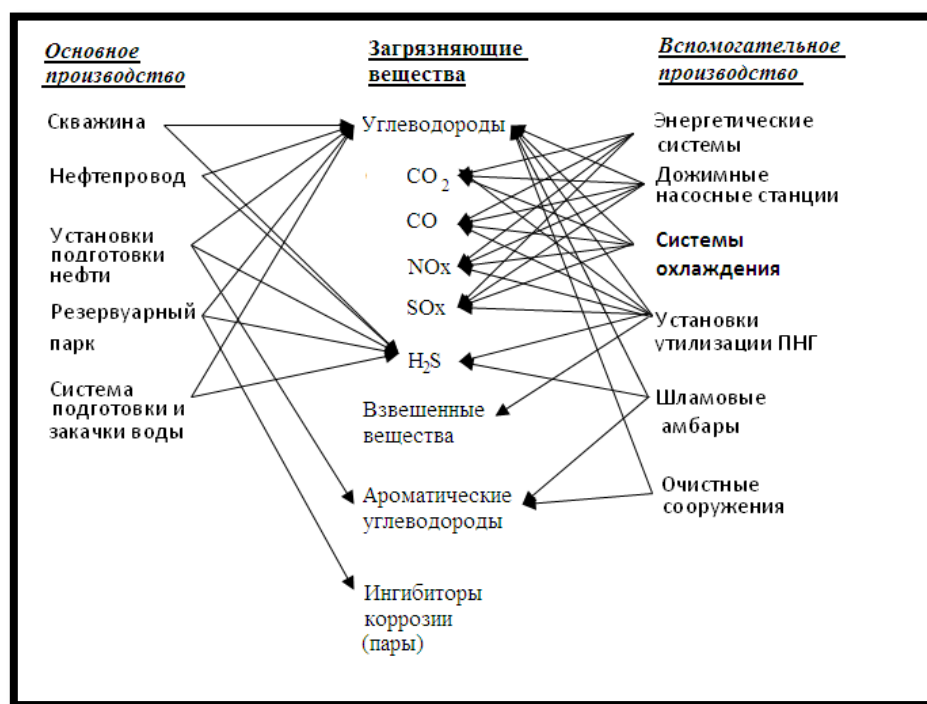


Рисунок 47 – Состав выбросов основных загрязняющих веществ нефтедобывающего предприятия

В последнее время благодаря усилиям промышленных предприятий и внедрения новых разработок по постоянному мониторингу были значительно снижены выбросы от неорганизованных источников.

В выбросах нефтегазовых предприятий может быть обнаружено незначительное количество таких веществ, как фториды газообразные (гидрофторид, кремний тетрафторид) в пересчете на фтор и фтористый водород (источники: механический цех и сварочные посты).

3.8.2 Перечень загрязняющих веществ, входящих в состав сбросов нефтедобывающих предприятий

Состав сточных вод, образующийся при добыче нефти, зависит от типа химических реагентов, используемых при добыче углеводородного сырья и в целях снижения риска коррозии оборудования и трубопроводов, химического состава добываемой продукции и геологических характеристик пласта.

Основной объем (до 90 %) образующихся производственных сточных вод при добыче сырой нефти составляют попутно добываемые пластовые воды, характеристики которых и обуславливают химический состав сточных вод. Объемы пластовой воды значительно зависят и от типа производства (нефть или газ), и от возраста скважины. По данным добывающей промышленности Северного моря объемы пластовых вод варьируется от 2400-40 000 м³ / сутки для нефтяных месторождений и 2-30 м³ / сутки для газовых [67].

Основными компонентами производственных сточных вод при добыче нефти являются:

- а) нефть;
- б) сульфиды (сероводородная вода);
- в) неорганические соли;
- г) взвешенные вещества;
- д) реагенты (этиленгликоль);

- е) органические загрязнители (фенолы; бензол; АПАВ и др.);
- ж) фосфаты;
- и) тяжелые металлы;
- к) химические вещества, вводимые в пласт для увеличения нефтеотдачи;
- л) природные радиоактивные элементы.

Многие нефтедобывающие предприятия не имеют непосредственных выпусков сточных вод в поверхностные водные объекты, а очищенная вода до требований нормативов закачивается обратно в пласт.

3.8.3 Перечень химического веществ, входящих в состав отходов производства нефтедобывающих предприятий

В результате процессов первичной подготовки нефти на предприятиях добычи образуется большое количество промышленных отходов различного химического состава. Состав этих отходов зависит от используемых в процессе очистки химических реагентов и геологических характеристик пласта и варьируется в зависимости от месторождения. Состав производственных отходов необходимо определять в каждом конкретном случае, однако можно выделить основные загрязнители, характерные для нефтедобывающей отрасли, соответственно.

В результате добычи сырой нефти образуются большие количества шлама, загрязненного нефтью.

В процессе добычи так же образуются специфические виды отходов, к которым относятся поднимаемые вместе с добываемыми нефтью и газом пластовые воды, относящиеся к жидким слаборадиоактивным отходам. Известны случаи, когда в пластовых водах месторождений обнаруживались повышенные концентрации радия-226, радона-222, свинца-210, полония-210.

Согласно принципу нормирования выбросов НДТ подразумевается объединение оборудования в технологические блоки и анализ суммарных

удельных показателей экологических воздействий определенного технологического блока.

Необходимо ответить, что выделенный перечень веществ, поступающих в атмосферный воздух, водные объекты и почву в результате деятельности нефтедобывающих предприятий, соответствует перечню веществ Распоряжения правительства РФ N 1316-р от 8 июля 2015 г [68]. Выделенные показатели должны находиться под непрерывным мониторингом. В соответствии с принципом НДТ непрерывный мониторинг означает установку датчиков, определяющих концентрацию загрязняющих веществ в режиме он-лайн, что позволяет использовать среднесуточные концентрации основных загрязняющих веществ нефте- и газодобывающих предприятий при определении уровней НДТ.

Раздел 4 Определение наилучших доступных технологий

4.1 Общая методология определения технологий добычи нефти в качестве НДТ

В Российской Федерации критерии определения технологии в качестве НДТ установлены статьей 28.1 [69]. Согласно указанной статье ФЗ, применение наилучших доступных технологий 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 (критерий 1);
- б) экономическая эффективность ее внедрения и эксплуатации (критерий 2);
- в) применение ресурсо- и энергосберегающих методов (критерий 3);
- г) период ее внедрения (критерий 4);
- д) промышленное внедрение этой технологии на двух и более объектах, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду (критерий 5).

Статья 28.1 ФЗ также устанавливает следующее:

- а) порядок определения технологии в качестве НДТ устанавливается Правительством Российской Федерации;
- б) методические рекомендации по определению технологии в качестве наилучшей доступной технологии разрабатываются уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти.

В настоящее время постановлением Правительства Российской Федерации от 23 декабря 2014 г. № 1458 утверждены Правила определения

технологии в качестве наилучшей доступной технологии, а также разработки, актуализации и опубликования информационно-технических справочников по наилучшим доступным технологиям [70] (далее — Правила). Указанные Правила устанавливают порядок определения технологии в качестве НДТ, в том числе определения технологических процессов, оборудования, технических способов, методов для конкретной области применения.

В Правилах уточнена формулировка вышеназванных критериев, на основании которых технологические процессы, оборудование, технические способы и методы оцениваются в качестве НДТ:

а) наименьший уровень негативного воздействия на окружающую среду в расчете на единицу времени или объем производимой продукции (товара), выполняемой работы, оказываемой услуги либо соответствие другим показателям воздействия на окружающую среду, предусмотренным международными договорами Российской Федерации (критерий 1);

б) экономическая эффективность внедрения и эксплуатации (критерий 2);

в) применение ресурсо- и энергосберегающих методов (критерий 3);

г) период внедрения (критерий 4);

д) промышленное внедрение технологических процессов, оборудования, технических способов, методов на двух и более объектах в Российской Федерации, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду (критерий 5).

Правила также устанавливают, что определение технологических процессов, оборудования, технических способов, методов (далее — технологии) в качестве НДТ проводится в соответствии с методическими рекомендациями по определению технологии в качестве НДТ, которая, как указано в статье 28.1, разрабатываются уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти. В настоящее время приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации (Минпромторг России) от 31 марта 2015 г. № 665

утверждены (разработанные в соответствии с указанными выше нормативными правовыми актами) Методические рекомендации по определению технологии в качестве наилучшей доступной технологии [71] (далее — Рекомендации). Главной целью Рекомендаций является формирование научно-методической базы для технических рабочих групп (ТРГ) по технологии в качестве НДТ на основании данных, полученных от промышленности и других информированных сторон. В Рекомендациях установлена совокупность критериев отнесения технологии к НДТ, рассмотрены общие методологические подходы к определению НДТ, порядок отнесения технологии к НДТ и принципы взаимодействия членов ТРГ.

Отдельные методические аспекты определения наилучших доступных технологий, в том числе технологий обезвреживания отходов термическим способом (сжигания отходов), содержатся в ряде других документов [72,73,74,75,76,77], в которых отмечено, что при определении технологии в качестве НДТ целесообразно учитывать соответствие ее новейшим разработкам в данной сфере применения; экономическую и практическую приемлемость технологии для объекта хозяйственной деятельности; оправданность применения технологии с точки зрения минимизации техногенного воздействия на окружающую среду.

В общем случае при отнесении технологии к НДТ соблюдается следующая последовательность действий:

а) первоначально целесообразно выделить технологии, направленные на решение ранее выделенных экологических проблем (с учетом маркерных загрязняющих веществ, отходов обезвреживания, выбросов, сбросов и иных видов негативного воздействия, а также потребляемых ресурсов и материалов).

б) для выделенных технологий проводится оценка воздействия на различные компоненты окружающей среды и уровней потребления различных ресурсов и материалов.

в) оценка, при наличии необходимой информации, затрат на внедрение технологий и содержание оборудования, возможные льготы и преимущества после внедрения технологий, период внедрения.

г) по результатам оценки из выделенных технологий добычи нефти выбираются технологии:

1) обеспечивающие предотвращение или снижение воздействия на различные компоненты окружающей среды (для выбросов — по каждому из основных загрязняющих веществ, для отходов обезвреживания — по каждому из основных видов отходов, определенных ранее) или потребления ресурсов;

2) внедрение которых не приведет к существенному увеличению объемов выбросов других загрязняющих веществ, сбросов загрязненных сточных вод, образования отходов обезвреживания, потребления ресурсов, иных видов негативного воздействия на окружающую среду и увеличению риска для здоровья населения выше приемлемого или допустимого уровня;

3) внедрение которых не приведет к чрезмерным материально-финансовым затратам (с учетом возможных льгот и преимуществ при внедрении);

4) имеющие приемлемые сроки внедрения;

д) установление технологий, имеющих положительное заключение государственной экологической экспертизы на проекты технической документации на новые технику, технологию, использование которых может оказать воздействие на окружающую среду.

4.2 Методы, позволяющие пошагово рассмотреть несколько технологий и выбрать наилучшую доступную технологию

На практике, согласно Рекомендациям, оценка технологий на их соответствие установленным нормативными правовыми актами критериям определения в качестве НДТ осуществляется в следующей очередности, включающей 5 последовательных шагов. Заключительным (6-м) шагом

является принятие членами ТРГ решения об отнесении технологии в НДТ, которое осуществляется в соответствии с установленными Рекомендациями в порядке (таблица 65).

Таблица 65 – Очередность рассмотрения критериев, учитываемых при отнесении технологии добычи нефти к НДТ

Очередность (шаг) рассмотрения (алгоритм оценки) технологии	Основные действия
1	Рассмотрение критерия 5. Промышленное внедрение технологических процессов, оборудования, технических способов, методов на 2-х и более объектах в Российской Федерации, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду
2	Рассмотрение критерия 1. Наименьший уровень негативного воздействия на окружающую среду в расчете на единицу времени или объем производимой продукции (товара), выполняемой работы, оказываемой услуги либо соответствие другим показателям воздействия на окружающую среду, предусмотренным международными договорами Российской Федерации
3	Рассмотрение критерия 2. Экономическая эффективность внедрения и эксплуатации
4	Рассмотрение критерия 4. Период внедрения
5	Рассмотрение критерия 3. Применение ресурсо- и энергосберегающих методов
6	Принятие членами ТРГ решения об отнесении технологии к НДТ

Шаг 1. Рассмотрение критерия 5 «Промышленное внедрение технологических процессов, оборудования, технических способов, методов на 2 и более объектах в Российской Федерации, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду»

Рассмотрение данного критерия осуществляется в два этапа:

а) *Этап 1.* Получение общей информации о применяемых на практике технологиях нефтедобычи;

б) *Этап 2.* Выбор технологий нефтедобычи, внедренных на двух или более предприятиях в Российской Федерации.

На этапе 1 (этап сбора и обработки данных) проводится сбор и анализ общих сведений о применяемых на практике технологиях нефтедобычи.

Основным источником информации о применяемых на практике технологиях нефтедобычи являются сведения, полученные в результате анкетирования предприятий, которое осуществляется на основе специальной анкеты.

Анкета для каждого предприятия, на котором применяются технологии нефтедобычи, в обязательном порядке включает следующие разделы (вопросы, на которые должны быть получены ответы):

- а) информация о предприятии;
- б) сведения о составе производства с указанием используемого технологического процесса (сушка, сжигание, пиролиз, газификация, плазменный метод) и оборудования, включая перечень основных технологических узлов, срок эксплуатации, мощность основного оборудования;
- в) графическая схема технологического процесса, на которой должны быть указаны этапы технологического процесса (накопление и предварительная подготовка обезвреживаемых отходов, термическое обезвреживание, теплоиспользование, получение и обращение с побочными продуктами, очистка газовых выбросов, обращение с образующимися отходами) и все возможные источники эмиссий (с указанием среды, в которую происходит эмиссия);
- г) описание производственного процесса и основных этапов производства, включая описание основных его стадий; технологии очистки газообразных выбросов, которые группируются по веществам; утилизация остаточных продуктов газообразных продуктов сгорания; контроль за выбросами; контроль и очистка сточных вод, в том числе в результате дренажа

площадок; утилизация и обработка отходов). Отдельные технологии описываются по следующим параметрам:

1) техническая характеристика и технологические параметры используемого оборудования (основного и природоохранного) с указанием производителя (фирмы, страны);

2) сведения о материальном балансе;

3) сведения об удельных эмиссиях вредных веществ (сбросы, выбросы, отходы), включая данные о соблюдении нормативов качества атмосферного воздуха после рассеивания выбросов;

4) сведения об опасных и вредных факторах производства;

5) сведения о пожаро- взрывоопасности технологических сред (в соответствии с [78]);

6) сведения о соответствии производства требованиям пожарной безопасности;

7) сведения о выполненных технологических, технических и организационных мероприятиях;

8) сведения о разработчике технологии и оборудования;

9) копии технических и разрешительных документов (паспорта оборудования, заключения государственной экологической экспертизы, разрешения на применение, сертификаты соответствия и т. п.).

Анкета заполняется предприятиями и организациями, внедрившими технологические процессы, оборудование, технические способы, методы нефтедобычи. Для целей определения перспективных НДТ анкета заполняется также и предприятиями (организациями), осуществляющими научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы или опытно-промышленное внедрение технологий в данной сфере. Необходимо учитывать, что к НДТ, помимо технологических процессов непосредственно нефтедобычи, могут быть отнесены такие стадии технологического процесса, как очистка отходящих газов, очистка сточных вод, методы обращения с отходами,

образующимися в результате обезвреживания отходов термическим способом, методы утилизации получаемых вторичных энергоресурсов.

В качестве дополнительных источников информации используются международные справочники НДТ, статистические сборники, результаты научно-исследовательских и диссертационных работ, иные источники, а также информация, полученная в ходе консультаций с экспертами в соответствующей области.

На этапе 2 осуществляется выбор технологий нефтедобычи, внедренных на 2 и более предприятиях в России, который осуществляется в соответствии с алгоритмом, приведенным в Методических рекомендациях (см. рисунок 48).

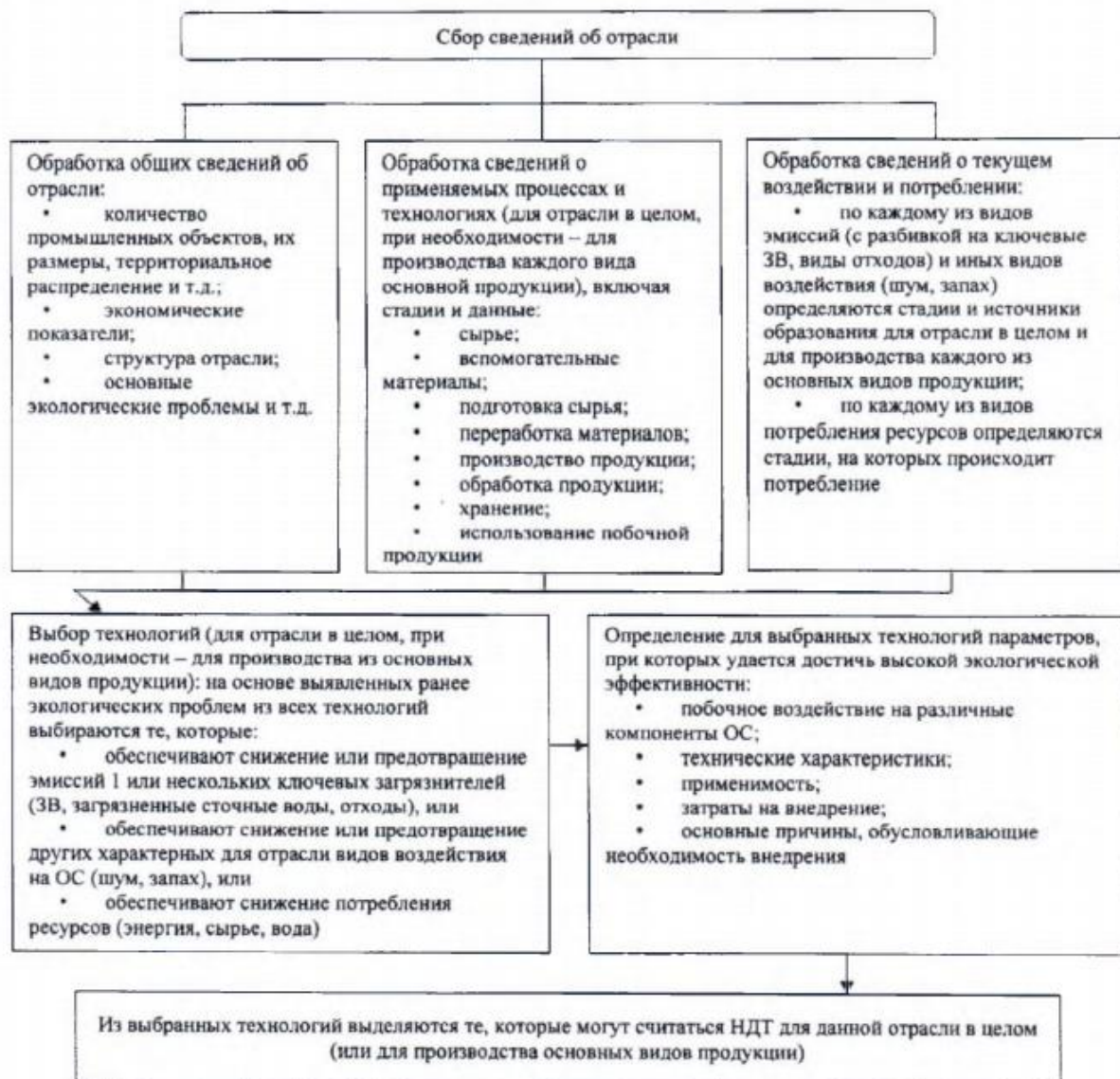


Рисунок 48 – Алгоритм выбора технологий нефтедобычи в качестве НДТ

Обработка информации для выбора технологий нефтедобычи, внедренных на 2 и более предприятиях в Российской Федерации, включает:

- а) группировку (классификацию) используемых и перспективных технологий нефтедобычи по типам;

б) группировку технологических процессов, оборудования, технических способов, методов, приемов и средств по стадиям, на которых они применяются;

в) учет ограничений по применимости каких-либо технологий, связанных с территориальными (региональными) условиями, в том числе климатическими; при наличии существенных различий в применяемых технологиях в зависимости от территориальных (региональных), в том числе климатических, условий технологии следует сгруппировать в зависимости от условий, в которых они применяются; в таком случае НДТ определяются как для области применения НДТ в целом, так и для каждой группировки технологий в отдельности;

г) оценку воздействия на окружающую среду и потребления ресурсов на всех стадиях производства, включая определение стадий производства, характеризующихся наибольшим воздействием на окружающую среду (по видам воздействия, по видам загрязняющих веществ и классам опасности отходов) и потреблением ресурсов (по видам ресурсов — вода, энергия, реагенты и т. д.).

Шаг 2. Рассмотрение критерия 1 «Наименьший уровень негативного воздействия на окружающую среду в расчете на единицу времени или объем производимой продукции (товара), выполняемой работы, оказываемой услуги либо соответствие другим показателям воздействия на окружающую среду, предусмотренным международными договорами Российской Федерации»

Данный критерий рассматривается в двух основных аспектах:

а) опасность используемых и (или) образующихся в технологических процессах веществ для атмосферы, почвы, водных систем, человека, других живых организмов и экосистем в целом;

б) характер негативного воздействия и удельные (на единицу обезвреженных отходов) значения эмиссий вредных веществ (в составе выбросов/сбросов/отходов).

В первом случае устанавливаются все виды эмиссии вредных веществ (в составе выбросов/сбросов/отходов) и их объемы (масса). При оценке опасности используемых и (или) образующихся в ходе технологических процессов вредных веществ устанавливаются так называемые маркерные загрязняющие вещества, выделяющиеся в атмосферу, поступающие в водные объекты, в промежуточные продукты и твердые отходы. По степени воздействия на организм вредные вещества подразделяются на четыре класса опасности: 1-й — вещества чрезвычайно опасные; 2-й — вещества высокоопасные; 3-й — вещества умеренно опасные; 4-й — вещества малоопасные [12]. Особое внимание следует обратить на данные о соблюдении нормативов качества атмосферного воздуха после рассеивания выбросов, особенно веществ 1-го и 2-го классов опасности, а также на состав отходов обезвреживания (остаточных продуктов переработки отходов), образующихся в ходе технологических процессов, и на состав выбросов в атмосферу.

При оценке выбросов в атмосферу необходимо учитывать следующие параметры:

а) характер последствий воздействия — долгосрочные необратимые воздействия рекомендуется рассматривать как наносящие больший вред окружающей среде, чем обратимые краткосрочные последствия;

б) загрязняющие вещества, характеризующиеся высокой стойкостью, биоаккумуляцией, токсическими и канцерогенными эффектами, рекомендуется рассматривать как приоритетные в связи с возможностью их переноса на дальние расстояния (в том числе трансграничным переносом).

Характер негативного воздействия и удельные значения эмиссий (в составе выбросов/сбросов/отходов) оцениваются на основании следующих показателей:

а) для выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух:

1) характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу;

2) перечень загрязняющих веществ, содержащихся в выбросах в атмосферу;

3) объем и (или) масса выбросов загрязняющих веществ до очистки в расчете на тонну добываемого сырья (обезвреженных отходов);

4) наличие очистных сооружений;

5) метод очистки, повторного использования;

6) объем и (или) масса выбросов загрязняющих веществ после очистки в расчете на тонну добываемого сырья;

7) информация о соблюдении установленных нормативов ПДВ;

б) для сбросов загрязняющих веществ:

1) характеристика источников сбросов загрязняющих веществ;

2) направление сбросов (в водный объект, в системы канализации и т. д.);

3) перечень загрязняющих веществ, содержащихся в сбросах;

4) объем и (или) масса сбросов загрязняющих веществ до очистки в расчете на тонну добываемого сырья (обезвреженных отходов);

5) наличие очистных сооружений;

6) метод очистки, повторного использования;

7) объем и (или) масса сбросов загрязняющих веществ после очистки в расчете на тонну добываемого сырья;

в) для отходов обезвреживания (остаточных продуктов) и отходов потребления:

1) источники образования;

2) перечень образующихся отходов по классам опасности;

3) объемы образования отходов (абсолютные и удельные) и источники их образования;

- 4) перечень размещаемых отходов по классам опасности;
 - 5) объемы размещения отходов (абсолютные и удельные);
 - 6) перечень обезвреживаемых, перерабатываемых и повторно используемых отходов;
 - 7) объемы обезвреживания, переработки и повторного использования отходов (абсолютные и удельные);
- г) для прочих факторов воздействия (шум, запах, электромагнитные и тепловые воздействия):
- 1) перечень факторов;
 - 2) источники воздействия;
 - 3) уровень загрязнения окружающей среды до снижения в расчете на тонну продукции (или постоянный уровень);
 - 4) метод снижения уровня воздействия;
 - 5) уровень загрязнения окружающей среды после снижения в расчете на тонну продукции (добываемого сырья).

Возможное (вероятное) изменение (снижение) рисков негативного воздействия эмиссий (в составе выбросов/сбросов/отходов) после внедрения данной технологии рекомендуется считать дополнительным критерием отнесения технологии к НДТ.

Рекомендуется из анализа исключить все виды воздействия, которые не оказывают существенного влияния на окончательный результат при определении технологии в качестве НДТ. Для обеспечения прозрачности при представлении конечных результатов виды воздействия, которые были исключены как незначимые, должны быть указаны, а их исключение обосновано.

По результатам рассмотрения критерия 1 «Наименьший уровень негативного воздействия на окружающую среду в расчете на единицу времени или объем производимой продукции (товара), выполняемой работы, оказываемой услуги либо соответствие другим показателям воздействия на

окружающую среду, предусмотренным международными договорами Российской Федерации» формируется соответствующий подраздел справочника НДТ, включающий следующие положения:

- а) характеристику окружающей обстановки, которая предусматривает анализ основных физических параметров исследуемой области и характеристику популяций, потенциально подверженных воздействию;
- б) идентификацию маршрутов воздействия, источников загрязнения, потенциальных путей распространения и точек воздействия на человека;
- в) количественную характеристику экспозиции — установление и оценку величины, частоты и продолжительности воздействий для каждого анализируемого пути поступления эмиссий.

Шаг 3. Рассмотрение критерия 2 «Экономическая эффективность внедрения и эксплуатации»

Анализ экономической эффективности заключается в оценке затрат на внедрение и эксплуатацию технологии и выгоды от ее внедрения путем применения метода анализа затрат и выгод. Если внедрение различных технологий дает положительные результаты, то технологией с самой высокой результативностью считается та, которая дает наилучшее соотношение «цена/качество». Недостаток данного вида анализа заключается в необходимости обработки большого количества данных, причем некоторые выгоды сложно представить в денежной форме. Альтернативой методу анализа затрат и выгод, как указано в Рекомендациях, может служить анализ эффективности затрат, используемый для определения того, какие мероприятия являются наиболее предпочтительными для достижения определенной экологической цели при самой низкой стоимости.

Экономическую эффективность технологии рекомендуется определять следующим образом:

Экономическая эффективность = Годовые затраты, руб/Сокращение эмиссий, т/год

В контексте определения НДТ использование подхода экономической эффективности не является исчерпывающим. Тем не менее ранжирование вариантов НДТ по мере возрастания их экономической эффективности является полезным, например, чтобы исключить варианты, которые необоснованно и неоправданно дороги по сравнению с полученной экологической выгодой.

Методология расчета затрат устанавливает алгоритм, позволяющий собрать и проанализировать данные о капитальных затратах и эксплуатационных издержках для сооружения, установки, технологии или процесса с учетом критерия 2 «Экономическая эффективность внедрения и эксплуатации».

Использование последовательного (поэтапного) подхода позволяет сравнить альтернативные варианты даже в том случае, если данные были получены из различных компаний, различных отраслей промышленности, различных регионов или стран.

Основные принципы (этапы) оценки схематично показаны на рисунке 49.

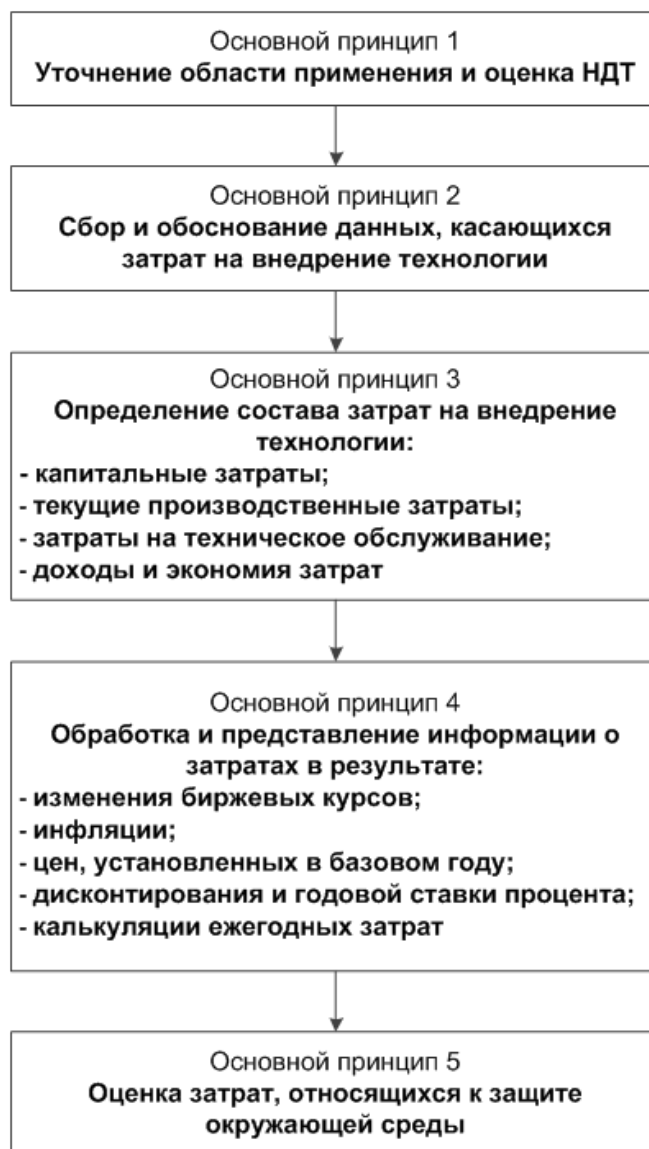


Рисунок 49 – Основные принципы оценки экономической целесообразности внедрения НДТ/методология оценки затрат

Основной принцип 1 – определение области применения и идентификации альтернативных технологий. Этот принцип аналогичен основному принципу 1 в методологии оценки комплексного воздействия технологий на окружающую среду.

Основной принцип 2 – сбор и проверка правильности (валидация) данных о затратах на внедрение технологий. Этот принцип помогает пользователю

пройти все этапы, необходимые для сбора, анализа и обоснования, учитывая любую неопределенность в имеющихся данных.

Основной принцип 3 – определение структуры затрат. Этот принцип устанавливает состав затрат, которые должны быть включены в оценку или исключены из оценки. При оценке результатов этот принцип полезен для лица, принимающего решение, тем, что помогает понять структуру затрат и статьи, на которые затраты были отнесены: капитальные или эксплуатационные затраты. Принцип требует, чтобы затраты были представлены настолько прозрачно, насколько возможно.

Распределение затрат по компонентам (например, инвестиционные затраты, эксплуатационные затраты и т. д.) является существенным для обеспечения прозрачности процесса, хотя нередко на практике трудно сделать разграничение между затратами на реализацию процесса и экологическими затратами (затратами на мероприятия по защите окружающей среды).

Основной принцип 4 – обработка и представление информации о затратах. Этот принцип излагает процедуры по обработке и представлению информации о затратах. Здесь необходимо принять во внимание норму дисконтирования и годовую процентную ставку, полезный срок службы оборудования и ценность лома, образующегося в конце жизненного цикла оборудования. Там, где это возможно, затраты должны быть представлены в виде ежегодных затрат.

Основной принцип 5 – определение затрат, относящихся к охране окружающей среды. Этот принцип устанавливает различия между затратами на охрану окружающей среды и другими затратами (например, затратами на модернизацию процесса или затратами на повышение эффективности процесса).

В ходе выполнения оценки экономической целесообразности внедрения НДТ необходимо также рассмотреть:

а) опыт предыдущего успешного использования в промышленном масштабе сопоставимых технологий;

б) информацию об известных авариях, связанных с внедрением и эксплуатацией данной технологии на производстве;

в) географические факторы климата внедрения технологий (расположение относительно источников энергии, ее доступность, логистические цепочки), а также технологические ограничения, связанные с региональными физико-географическими и геологическими условиями, а также наличием особо охраняемых природных территорий, памятников культуры и объектов рекреации.

При сборе и обосновании данных, касающихся затрат на внедрение технологии, рекомендуется обратить особое внимание на следующие положения:

а) источник и дата происхождения информации должны быть ясно указаны;

б) данные о затратах должны быть максимально полными;

в) данные о затратах следует получать из нескольких (независимых) источников;

г) источники получения и происхождения всех данных необходимо указывать по возможности точно;

д) рекомендуется использовать современные доступные и действующие в настоящее время данные;

ж) для обоснования данных следует представить диапазон количественных показателей; если же это не представляется возможным, то рекомендуется использовать качественный признак.

Для проведения оценки предлагаемой к внедрению технологии рекомендуется определить структуру затрат с выделением капитальных затрат (на строительство сооружений, приобретение и монтаж оборудования) и эксплуатационных. В эксплуатационных затратах необходимо выделить затраты на техническое обслуживание и ремонт, энергоносители, материалы и услуги, затраты на оплату труда.

По итогам сбора информации о затратах рекомендуется обработать ее для обеспечения дальнейшего объективного сравнения рассматриваемых альтернативных вариантов. При этом может потребоваться рассмотрение таких вопросов, как различные эксплуатационные сроки службы технологий (оборудования), годовая процентная ставка по кредиту, расходы на кредитные выплаты, влияние инфляции и валютный курс.

Внедрение технологии является сложным и трудоемким процессом. Это объясняется необходимостью внедрения автоматизированных методов управления, а также наличием на действующих объектах технических систем различного назначения.

При определении экономической эффективности осуществления природоохранных мероприятий и оценки экономического ущерба, причиняемого народному хозяйству загрязнением окружающей среды, рекомендуется руководствоваться положениями, подходами и методическими приемами, обоснованными во Временной типовой методике определения экономической эффективности осуществления природоохранных мероприятий и оценки экономического ущерба, причиняемого народному хозяйству загрязнением окружающей среды [79].

Шаг 4. Рассмотрение критерия 4 «Период внедрения»

Для оценки времени внедрения технологии следует использовать период окупаемости определенной технологии в сравнении с затратами, относящимися к обеспечению охраны окружающей среды. Необходимо провести оценку скорости внедрения НДТ, так как именно сроки внедрения могут быть критичными для промышленности. При этом рекомендуется отдельно рассматривать скорости внедрения НДТ следующих временных масштабов в соответствии с Рекомендациями: краткосрочный (от нескольких недель до месяцев); среднесрочный (от нескольких месяцев до года); долгосрочный (обычно составляет несколько лет).

Технические и технологические решения НДТ должны обеспечивать возможность создания производственно-технических комплексов путем их интеграции, открытых для модернизации и развития, отвечающих положениям настоящего справочника.

Выбор времени модернизации должен совпасть с плановой заменой существующего оборудования, а инвестиционные циклы могут быть эффективным средством для рентабельного внедрения технологии. Оценивая скорость (период) внедрения НДТ, рекомендуется также проанализировать предельные затраты на модернизацию. Для НДТ, которые требуют существенных инвестиционных капитальных затрат или значительных модификаций производственных процессов и инфраструктуры, представляется необходимым предусматривать более длительные периоды их внедрения.

Шаг 5. Рассмотрение критерия 3 «Применение ресурсо- и энергосберегающих методов»

При рассмотрении данного критерия следует учитывать требования Методических рекомендаций и положения существующих нормативно-правовых документов по энерго- и ресурсосбережению. Основным методическим приемом, используемым при рассмотрении данного критерия, является сравнительный анализ технологий с точки зрения их энергоэффективности и ресурсосбережения. Целью данного анализа является установление технологии или технологий, которые характеризуются (среди рассматриваемых) лучшими показателями энерго- и ресурсосбережения.

Следует, прежде всего, провести сравнительный анализ технологий по потреблению основных ресурсов, принимая во внимание:

а) потребление энергии:

1) уровень энергопотребления в целом и в различных (основных, вспомогательных и обслуживающих) технологических процессах (с оценкой основных возможностей его снижения);

2) вид и уровень использования топлива (природный газ, мазут, горючие отходы и т. д.);

б) потребление воды:

1) технологические процессы, в которых используется вода;

2) объем потребления воды в целом и в различных технологических процессах (с оценкой возможностей его снижения или повторного использования);

3) назначение воды (промывная жидкость, хладагент и т. д.);

4) наличие систем повторного использования воды;

в) объем потребления сырья и вспомогательных материалов (реагентов и т. п.) с оценкой возможностей их повторного использования.

Затем необходимо также рассмотреть возможность регенерации и рециклинга веществ и рекуперации энергии, использующихся в технологическом процессе, принимая во внимание, что:

а) для снижения энергопотребления могут быть использованы следующие методы и приемы:

1) внедрение на предприятии систем энергоменеджмента;

2) энергоэффективное проектирование на этапе строительства предприятия;

3) беспламенное сжигание (беспламенное окисление);

4) использование сжатого воздуха в качестве средства хранения энергии и т. д.;

б) для снижения потребления воды:

1) изменение технологического процесса (воздушное охлаждение вместо водного, замкнутый водооборот);

2) предварительная обработка воды и ее повторное использование и т. д.;

в) для снижения потребления сырья:

1) возврат не подвергнутых смешиванию реагентов;

2) возврат боя/лома изделий в технологический процесс;

3) использование отходов других отраслей промышленности (например, как топливо).

В качестве основных показателей энергоэффективности и ресурсосбережения, применяемых для сравнительной оценки рассматриваемых технологий, используются (при регламентированных условиях эксплуатации оборудования) удельные показатели – удельные расходы электроэнергии, тепла, топлива, воды, различных материалов, т. е. фактические затраты того или иного ресурса (электроэнергии, тепла, воды, реагента и т. д.) на единицу обезвреженных отходов, выражаемые, например, для электроэнергии в кВт·ч на 1 т обезвреженных отходов, для тепловой энергии в Гкал/т отходов, для воды в м³/т отходов и т. д.

Ресурсосбережение (т. е. сбережение энергии и материалов) оценивается также с точки зрения возможности реализации соответствующих правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное (рациональное) использование и экономное расходование топливно-энергетических и других материальных ресурсов. На практике потенциал ресурсосбережения реализуется через конкретные энерго- и ресурсосберегающие мероприятия, которые можно разделить на организационно-технические, предполагающие повышение культуры производства, соблюдение номинальных режимов эксплуатации оборудования, обеспечение оптимального уровня загрузки агрегатов, ликвидацию прямых потерь топливно-энергетических ресурсов, своевременное выполнение наладочных и ремонтно-восстановительных работ, использование вторичных энергоресурсов, (сюда же можно условно отнести утилизацию низкопотенциального тепла вентиляционных выбросов, а также процессы регенерации и рекуперации энергии), оснащение приборами учета используемых энергетических и других ресурсов, и инвестиционные, связанные с своевременным замещением морально устаревших производственных мощностей (производственных узлов), внедрением современного

энергоэффективного и энергосберегающего оборудования, модернизацией и автоматизацией существующих технологических процессов.

Любое возможное преобразование технологического процесса и(или) используемого оборудования, влекущее за собой уменьшение удельного расхода энерго- и других ресурсов на единицу обезвреженных отходов, особенно при снижении (или, хотя бы, остающемся уровне выбросов и сбросов вредных веществ) следует оценивать как повышение его энергоэффективности и ресурсосбережения (с учетом экономической эффективности и технологической надежности данного преобразования).

Особое внимание следует уделить анализу возможностей вторичного использования образующихся при термическом обезвреживании отходов побочных продуктов (зола от сжигания, шлак, металл, стекло, пиролизное топливо, пиролизный газ и др.).

Результаты рассмотрения данного критерия являются дополнительным положительным фактором при принятии решения в отношении определения той или иной технологии нефтедобычи в качестве НДТ.

Шаг 6. Принятие членами ТРГ решения об отнесении технологии к НДТ

Технология нефтедобычи может быть определена в качестве НДТ при достижении соглашения между всеми членами ТРГ по данному вопросу. При возникновении различных мнений в ТРГ по какому-либо вопросу федеральным органом исполнительной власти, ответственным за разработку информационно-технических справочников НДТ, может быть предложено компромиссное решение. При возникновении серьезных разногласий относительно того, какие технологии определить в качестве НДТ, может быть проведена более углубленная комплексная оценка технологий.

Окончательное решение о выборе технологии принимают не только с учетом ее «экологичности», но и с учетом ее доступности с финансовой точки

зрения. В данном случае рекомендуется ориентироваться на следующий логический подход (рисунок 50).

При наличии особого мнения по определению технологии нефтедобычи в качестве НДТ, не поддерживаемого всеми членами ТРГ, такая технология может быть определена в качестве НДТ и включена в информационно-технический справочник НДТ, что сопровождается специальными указаниями на особое мнение и допускается при соблюдении следующих условий:

а) в основе особого мнения лежат данные, которыми располагает ТРГ и федеральный орган исполнительной власти, ответственный за разработку информационно-технических справочников НДТ, на момент подготовки выводов относительно НДТ;

б) заинтересованными членами ТРГ представлены обоснованные доводы для включения технологии в перечень НДТ. Доводы являются обоснованными, если они подтверждаются техническими и экономическими данными, данными о воздействии на различные компоненты окружающей среды, соответствием рассматриваемой технологии понятию «наилучшая доступная технология» и критериям определения НДТ в соответствии с Федеральным законом от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»[80].

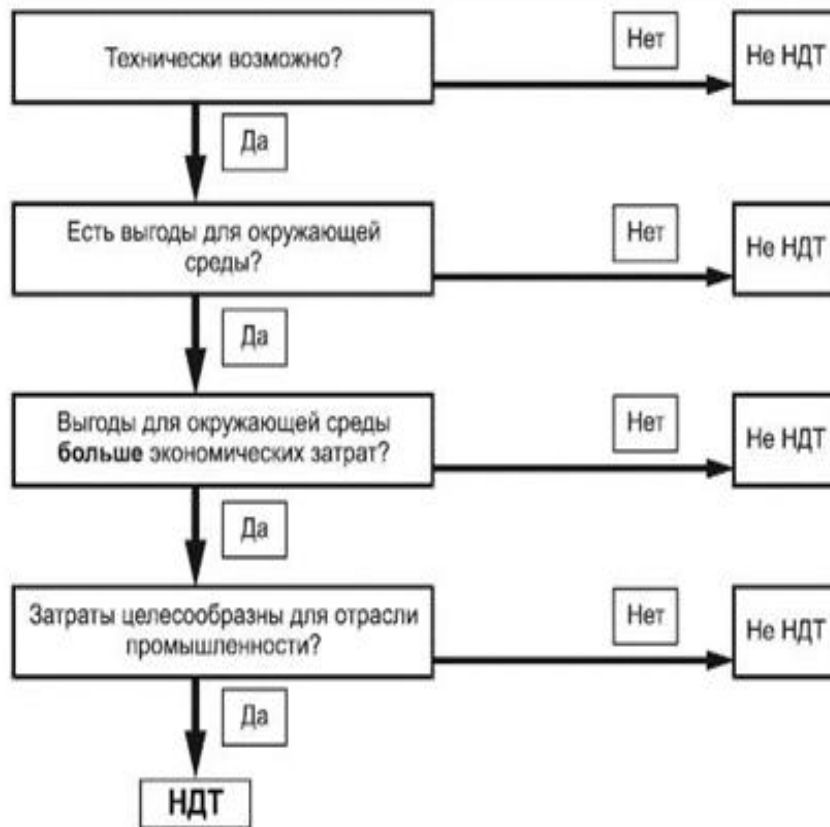


Рисунок 50 –Подход для принятия решения по НДТ

Раздел 5 Наилучшие доступные технологии

Раздел 5 проекта справочника НДТ содержит перечень и краткое описание технологий.

5.1 Эксплуатации скважин

Технологии эксплуатации скважин без выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

НДТ является технологии, обеспечивающие эксплуатацию скважин без выпуска добываемого флюида и продуктов его сгорания в атмосферу в том числе:

а) проведение газодинамических и геофизических исследований без выпуска природного газа в атмосферу с использованием средств телеметрии (с помощью приборов получается информация о работе скважин без выпуска газа в атмосферу);

б) использование закрытой системы продувки скважин. Поступивший в коллектор после продувки скважины газ, расходуется на обеспечение технологических потребностей в границах промысла;

в) ремонт скважин с применением колтюбинговой техники. Технология также применима для капитального ремонта скважин с аномально низким пластовым давлением и обеспечивает герметизацию устья скважины в широком диапазоне давлений и скоростей перемещения гибких труб за счет ее гладкой наружной поверхности герметизирующего устройства.

Добыча низкосернистой нефти

Добыча нефти с высоким содержанием сернистых соединения при определенных условиях может стать источником загрязнения окружающей среды высокотоксичными соединениями. Появление в межколонном пространстве флюида со значительным содержанием коррозионно-активных компонентов (H_2S и CO_2) может привести к коррозионному разрушению

обсадных труб и тампонажного материала и последующему загрязнению вышележащих пластов и попадание токсичных веществ в подземные воды и устьевое выделение сероводорода в атмосферу.

Для обеспечения экологически безопасных условий эксплуатации таких скважин необходимо предупредить и ограничить интенсивность межколонных перетоков флюида применением специальных видов цементных марок.

Насосно-компрессорных трубы в антикоррозионном исполнении

С целью повышения надежности работы скважины были разработаны насосно-компрессорных трубы (НКТ) в антикоррозионном исполнении, которые используются в нагнетательных скважинах.

Использование этой технологии позволяет увеличивать срок эксплуатации НКТ в скважинах в 2-2,5 раза. Использование высоконадёжных пакеров М1-Х в нагнетательных скважинах в комплексе с НКТ в антикоррозионном исполнении позволяет дополнительно увеличить защиту эксплуатационной колонны скважин от высокого давления и коррозии, тем самым снизив риск аварийных разливов нефти и образования нефтезагрязненных земель.

Внедрение технологии не требует внесения изменений в технологические схемы промыслового оборудования.

Применимость

Каких-либо ограничений в отношении применения не установлено.

Экономические аспекты

Суммарный расчетный экономический эффект от выполнения программ по использованию НКТ в антикоррозионном исполнении за период 2004-2009 г.г. превысил 900 млн. руб.

Движущий аспект для внедрения

Внедрение технологии позволяет увеличить межремонтный период.

Пример эксплуатации установки

Технология внедрена на добывающих предприятиях ПАО «Гатнефть».

Справочная информация

[81]

5.2 Установки предварительного сброса воды

Описание

Серьезный ущерб окружающей среде наносят разливы нефти и пластовой воды вследствие прорывов промысловых нефтепроводов, основной причиной которых является коррозия металла. Ввод установок предварительного сброса попутной воды (УПСВ) позволяет произвести отделение нефти и воды вблизи нефтяной скважины и производить перекачку только нефти по промысловым нефтепроводам, что снизит риск коррозии труб. Установки предварительного сброса нефти обеспечивают работу всех напорных нефтепроводов в режиме транспорта нефти с остаточной обводненностью 2–4 %.

Достижимые экологические результаты

Внедрение технологии значительно снижается риск развития «ручейковой коррозии» напорных и межпромысловых нефтепроводов.

Воздействие на различные компоненты окружающей среды

Использование установок предварительного сброса нефти ведет к увеличению потребления энергетических ресурсов и увеличению потребления реагентов, таких как эмульгаторы.

Производственная информация

Применение технологии требует изменение технологическую схему производства.

Применимость

Каких-либо ограничений в отношении применения не установлено.

Экономические аспекты

Капитальные затраты на строительство установок предварительного сброса воды колеблется в пределах 100 тыс. руб., эксплуатационные затраты равны 20 тыс.руб/год.

Движущий аспект для внедрения

Внедрение технологии позволяет снизить риски аварий на промышленных нефтепроводах.

Пример эксплуатации установки

Строительство УПСВ «Чашкино» в Соликамском районе Пермского края. На УПСВ планируется поступление продукции скважин месторождений:

- а) ПАО «ЛУКОЙЛ-Пермь»;
- б) ПАО «Кама-Ойл»;
- в) ПАО «Урал-Ойл».

Справочная информация

[82] [83]

5.3 Промысловая подготовка нефти

Описание

В целях увеличения эффективности обезвоживания нефти на промысловых УКПН было разработано устройство для регулирования уровня границы раздела нефть - вода в отстойных аппаратах.

Устройство позволяет регулировать уровень границы раздела нефть-вода в отстойных аппаратах путем изменения высоты перелива воды на водоотводящем трубопроводе.

Достижимые экологические результаты

Снижение риска коррозии оборудования на стадиях транспортировки товарной нефти за счет снижения обводненности продукции.

Воздействие на различные компоненты окружающей среды

Использование устройства может повлиять на увеличение объемов выбросов углеводородов в атмосферу.

Производственная информация

Устройство позволяет четко поддерживать и регулировать уровень границы раздела нефть-вода в эксплуатационных условиях без демонтажа жестко установленного устройства в технологической схеме системы отстоя.

Применимость

Нет ограничений.

Экономические аспекты

Необходимо предоставление дополнительных данных.

Движущий аспект для внедрения

Увеличение эффективности разделение нефти от пластовой воды.

Пример эксплуатации установки

УПС-34 НГДУ "Краснохолмскнефть" ПАО АНК Башнефть

Справочная информация

[84]

5.4 Подготовка и закачка воды в пласт

Описание

Насосные агрегаты системы поддержания пластового давления (ППД) являются наиболее энергозатратным оборудованием. Энергетические затраты на систему ППД составляют от 30 % до 40 % от энергетических затрат на добычу, промысловый транспорт и подготовку нефти.

В связи с этим методы повышения энергоэффективности центробежных многоступенчатых секционных насосов типа ЦНС, применяемых для закачки воды в нефтяные пласты в системе ППД, могут относиться к НДТ.

Повышение энергоэффективности и показателей надежности насосов системы ППД можно решать за счет изменения напора насоса в соответствии с требованиями технологического процесса закачки воды в пласт. Изменения напора производят снятием рабочих колес на валу насоса и установкой втулки,

вместо направляющих аппаратов – направляющий патрубок со специальным устройством оригинальной конструкции для формирования структуры потока жидкости на входе рабочего колеса. Это позволяет исключить регулирование характеристик насоса неэффективным способом - дросселированием потока на напорном трубопроводе. Эффективность предложенного способа уменьшения напора заключается в том, что КПД насоса и монтажные размеры остаются без изменения.

Достижимые экологические результаты

Снижение потребления энергетических ресурсов

Воздействие на различные компоненты окружающей среды

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду

Производственная информация

Если в конструкции насоса не предусмотрена первая ступень с расширенным входом, рабочие колеса и направляющие аппараты снимаются, начиная с первой ступени. Вместо снятых рабочих колес на валу насоса устанавливаются втулки, вместо направляющих аппаратов - направляющий патрубок со специальным устройством оригинальной конструкции для формирования структуры потока жидкости на входе рабочего колеса.

Применимость

Нет ограничений

Экономические аспекты

Технология не требует больших капитальных затрат

Движущий аспект для внедрения

Увеличение энергоэффективности предприятия

Пример эксплуатации установки

Системы ППД ПАО «Татнефть» и ПАО «Удмуртнефть»

Справочная информация

[85]

5.5 Резервуарный парк

Описание

Одним из основных источников выбросов легких углеводородов в атмосферу на предприятиях добычи нефти являются технологические, товарные и буферные резервуары на товарных парках установки подготовки нефти и газа.

Система улавливания паров нефти (УЛФ) позволила снизить проблему выбросов легких углеводородов резервуарных парков. Выделяющиеся углеводороды поступают в приемный сепаратор (скруббер), где выделяется конденсат, образовавшийся при охлаждении паров при движении по газоуравнительной системе от резервуаров до установки УЛФ. Конденсат по мере наполнения сепаратора откачивается насосом через счетчик в резервуар, а газ – компрессором в систему газосбора.

Достижимые экологические результаты

Установка позволяет снизить потери попутного нефтяного газа, уменьшить выбросы легких углеводородов.

Воздействие на различные компоненты окружающей среды

При внедрении технологии наблюдается повышение энергопотребления.

Производственная информация

Требуется конструкция дополнительного оборудования.

Применимость

Каких-либо ограничений в отношении применения не установлено.

Экономические аспекты

На приобретение и монтаж необходимого оборудования затрачивается около 350 тыс. руб. Установка позволяет улавливать попутный нефтяной газ, и жидкие углеводороды, реализация которых приносит дополнительную прибыль.

Движущий аспект для внедрения

Технология позволяет снизить выбросы углеводородов, снизить объемы сжигаемого попутного нефтяного газа и получить дополнительную прибыль.

Пример эксплуатации установки

Технология внедрена на Покровской УПН.

Справочная информация

[86]

5.6 Энергетические системы

Описание

Системы сухого подавления выбросов NO_x могут считаться НДТ. Подробное описание этих систем можно найти в справочнике НДТ по крупным топливосжигающим установкам.

Достижимый экологический эффект

При использовании технологии сухого подавления NO_x в газовых турбинах, работающих на природном газе, возможно снизить уровень выбросов диоксидов азота до 90%.

Воздействие на различные компоненты окружающей среды

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология применима для газовых турбин.

Производственная информация

Существует возможность изменения рабочих характеристик камеры сухого подавления выбросов по мере роста нагрузки.

Экономические аспекты

Необходим расчет экономической эффективности внедрения технологии в каждом конкретном случае.

Мотивы внедрения

Снижение выбросов NO_x.

5.7 Трубопроводы сбора и транспорта скважинной продукции

Описание

Применение многофазных насосов для транспорта нефти на промыслах позволяют сократить эксплуатационные и энергетические затраты при обслуживании этих объектов. Многофазные технологии, предусматривающие транспортировку продукции скважин по нефтесборным и напорным трубопроводам без её разделения на жидкую и газовую фазы с применением винтовых многофазных насосов позволяет исключить необходимость использования ДНС.

Достижимые экологические результаты

За счет перекачки попутного газа с нефтью отпадает необходимость сжигания ПНГ на факелах, что снижает выбросы в атмосферу.

Применение описанной технологии позволяет:

- сократить объемы земельных площадей под строительство нефтеперекачивающих объектов;
- снизить давления в нефтесборных трубопроводах, влияющее на снижение количества порывов на них.

Воздействие на различные компоненты окружающей среды

При использовании многофазных насосов наблюдается рост энергопотребления, что обуславливается ростом гидравлических потерь в напорных трубопроводах при перекачке продукции скважин как за счет увеличения дополнительного объёма газа, так и за счёт пробкового режима течения, характерного для пересечённой местности.

Производственная информация

На приёме установки поддерживается относительно высокое (0,8–1,4 МПа) давление, что не позволяет существенно снизить устьевые давления на скважинах.

Применимость

Нет ограничений.

Экономические аспекты

Необходим анализ экономической эффективности в каждом конкретном случае.

Движущий аспект для внедрения

Снижение объемов сжигания ПНГ и повышение энергоэффективности производства.

Пример эксплуатации установки

Технология широко применима на нефтедобывающих предприятиях ПАО “Татнефть”.

Справочная информация

[87]

5.8 Система охлаждения

Описание

Подробное описание системы воздушного охлаждения представлен в главе 3.2.2.9. Применение воздушной системы охлаждения вместо водной позволяет снизить экологические воздействия и повысить экономическую эффективность процесса.

Экологические преимущества

Основным преимуществом является использование воздушных потоков для охлаждения, система подготовки которых конструктивно проще по сравнению с системой подготовки воды.

Воздействие на различные компоненты окружающей среды

В процессе охлаждения воздухом уровень шумового воздействия выше, чем в случае охлаждения водой. Уровень шумового воздействия в результате эксплуатации вентиляторов колеблется в пределах 97 – 105 децибел (А) в зависимости от типа источника.

Производственная информация

Основным недостатком является отведение большей площади для конструирования установок по сравнению с системой охлаждения водой.

Применимость

В качестве фактора, ограничивающего применение воздушного охлаждения, является климатические условия в регионе эксплуатации нефтяного месторождения. Более того, воздушные вентиляторы нельзя размещать вблизи зданий по причине возможности возникновения коротких замыканий.

Экономические аспекты

Расходы на воздушные вентиляторы могут оказаться очень высокими. Минимальные расходы на техническое обслуживание.

5.9 Утилизация попутного нефтяного газа

Описание

Утилизацию попутного нефтяного газа можно достичь путем его закачки в пласт для поддержания газонапорного режима. Существует усовершенствованная схема для закачки в пласт смеси попутного газа и воды. Попутный нефтяной газ нагнетается в установку первой ступени компримирования, где в двухфазном винтовом компрессоре смешивается с технологической водой, после чего влажный попутный газ направляется в сепаратор, где отделяется лишняя вода. Затем газ попадает в дожимную компрессорную установку, где в смесительном устройстве смешивается с водой из внешнего источника и компрессором с гидрозатвором нагнетается через нагревающее устройство в скважину.

Достижимые экологические результаты

Может быть достигнута полезная утилизация 95% попутного нефтяного газа, что соответствует требованиям Постановления Правительства РФ № 7 от 8 января 2009 г. о достижении 95%–го уровня использования ПНГ.

Воздействие на различные компоненты окружающей среды

Питание насосов, компрессоров, блока управления и нагнетательное устройство, установленное на устье скважины, подается от внешнего источника, что приводит к увеличению энергопотребления.

Производственная информация

Для внедрения технологии требуется изменение технологической схемы.

Применимость

Нет ограничений применения.

Экономические аспекты

Утилизация до 95 % ПНГ позволяет снизить плату за несоблюдение требований.

Движущий аспект для внедрения

Постановления Правительства РФ № 7 от 8 января 2009 г. о достижении 95%-го уровня использования ПНГ.

Пример эксплуатации установки

Технология широко применима на предприятиях добычи нефти.

Справочная информация

[88]

5.10 Образование отходов

Описание

Основными твердыми отходами при эксплуатации нефтяных скважин являются нефтесодержащие шламы производственных процессов и очистки сточных вод.

Предварительная очистка и очистка шлама

Задача очистки шламов является его обезвоживание, осушение и/или сжигание, т.е. сокращение объема и остаточного содержания углеводорода для сокращения последующих технологических расходов или затрат на утилизацию. Принцип механического обезвоживания с применением

декантеров основан на центробежных силах и разности плотности воды, нефти и твердых частиц. Декантерные центрифуги широко используются для обезвоживания шламов и удаления нефтепродуктов, как в виде стационарных сооружений, так и в виде передвижных. Обезвоженные нефтешламы могут быть далее переработаны с использованием технологий осушки.

Следует отметить, что выбросы SO_2 , NO_x , CO , органических соединений, ПАУ и тяжелых металлов, образуемых этими системами, должны строго контролироваться технологиями на конце трубы

Экологические преимущества

Образование шламов может быть снижено до значений в диапазоне от 0,1 до 0,5 кг на тонну сырья.

Воздействия на различные компоненты окружающей среды

Воздействия сжигания шламов на окружающую среду описываются в Справочнике НДТ по крупным топливосжигающим установкам.

Производственная информация

Объемы потребления энергетических ресурсов при осушке шламов и его сжигания сильно зависят от характеристик шлама (содержания воды и остаточного нефтепродукта).

Мотивы внедрения

Удаление нефтепродуктов. Сокращение эксплуатационных затрат. Соблюдение законодательства по выбросам.

Примеры

Декантерные центрифуги – это надежная и передовая технология обеспечивающая минимальное количество выбросов.

Установки сжигания шламов, на которых используется система псевдоожиженного слоя, считаются наиболее современными, но требуют проектного усовершенствования и технологического контроля.

Раздел 6 Экономические аспекты реализации наилучших доступных технологий

Основные принципы (1–4) методологии определения НДТ с учетом оценки аспектов ее комплексного воздействия на окружающую среду представлены в разделе 4.

Применение этих основных принципов должно позволить как пользователю, так и лицу, принимающему решение, сравнить прозрачным и равноправным способом имеющиеся варианты, единственно приемлемым методом.

На практике данные о затратах оцениваются достаточно часто, но редко детализируются по компонентам или до уровня, когда ежегодные изменения затрат могут быть показаны с заданной степенью точности. Это ограничивается возможностями выполнения объективного сравнительного анализа технико-экономических и экологических характеристик.

Затраты следует структурировать с достаточным уровнем детализации, который показывает, какие затраты относятся к инвестиционным расходам и какие относятся к эксплуатационным затратам относительно результатов анализа значимых стадий жизненного цикла установки.

К затратам на приобретение специального оборудования относятся:

- а) затраты на технологическое оборудование;
- б) затраты на оборудование для контроля, улавливания, извлечения первичных загрязняющих веществ, образующихся в технологическом процессе;
- в) затраты на оборудование для очистки выбросов и сбросов загрязняющих веществ, накопления (хранения), обезвреживания отходов;
- г) вспомогательное (запасное) оборудование;
- д) аппаратура и инструменты;

е) плата за перевозку и доставку оборудования;

ж) модификации иного оборудования.

К предотвращенным издержкам относятся:

а) экономия сырьевых материалов;

б) экономия вспомогательных материалов (химических реагентов, воды) и услуг;

в) экономия энергоносителей;

г) экономия трудовых затрат;

д) экономия затрат на мониторинг выбросов/сбросов.

Данные о затратах могут быть получены из различных источников, но, каким бы ни был источник получения этих данных, пользователю необходимо оценить достоверность полученных данных, пробелы и неопределенности предварительной оценки о потенциальном воздействии технологий на окружающую среду.

Для повышения обоснованности данных о затратах пользователь должен собрать их по возможности из нескольких независимых источников. Источники происхождения всех собранных данных следует документировать. Это позволит проследить путь получения и обоснования данных, если позднее в этом возникнет необходимость. Если источник данных — это опубликованное сообщение (отчет, доклад) или база данных, то достаточно стандартной библиографии. Если же источником данных служит устное или другое недокументированное сообщение, то в этом случае должен быть зафиксирован источник информации и указана дата ее получения.

Возможными источниками получения данных о затратах являются:

- а) информация отраслей экономики (например, планы строительства, проектная документация о планируемых к реализации промышленных объектах, документация);
- б) поставщики технологии, оборудования и пр. (например, каталоги, предложения, конкурсы);
- в) органы исполнительной власти;
- г) эксперты и консультанты;
- д) специализированные компании (например, в случае проведения пилотных проектов);
- е) официальная информация (например, доклады, отчеты, специализированные журналы, материалы выставочно-конгрессных мероприятий);
- ж) исследования затрат в идентичных проектах в смежных отраслях.

Ранжирование вариантов НДТ по мере возрастания экономической эффективности предусматривает учет экологической выгоды. Например, реализация практической возможности утилизировать тепло отходящих газов печей.

После того как возможные варианты ранжируются с точки зрения экологической результативности, вариант с наименьшим воздействием на окружающую среду может быть признан наилучшим, но только в том случае, если такой вариант доступен с экономической точки зрения.

В состав оценки капитальных затрат иногда включаются непредвиденные расходы, чтобы покрыть затраты, которые не могут быть точно оценены. Сюда относятся те расходы, о которых известно, что они возникнут, но определить их детально и добавить в смету затрат не представляется возможным. По мере реализации проекта статьи затрат становятся более детальными и

непредвиденные расходы уменьшаются. Размер резерва на непредвиденные расходы — вопрос обсуждения и опыта, который будет зависеть прежде всего от степени технической достоверности (определенности), которая закладывается в проект. Непредвиденные расходы обычно указываются как процент от капитальных затрат. Любые обстоятельства, которые могут привести к непредвиденным расходам, должны указываться отдельно и гарантировать прозрачность. Если для рассматриваемых альтернативных вариантов технологий указаны различные непредвиденные затраты, включая, например, необходимость и практические возможности биологической обработки отходов после их раздельного сбора, они должны быть обоснованы и подтверждены.

Наиболее явный способ сравнить затраты на реализацию мероприятия и извлекаемые выгоды состоит в представлении в денежной форме и сравнении их методом анализа затрат и выгод. Если сравнение показывает, что выгоды перевешивают затраты, то это означает, что инвестиции в мероприятие оправданны. Например, целесообразна реализация проектов по модернизации и новому строительству с использованием интеграции энергетических потоков для энергосбережения.

Если различные альтернативные мероприятия дают положительные результаты, то мероприятием с самым высоким результатом считается такое, которое дает самое лучшее соотношение «цена/качество».

При выборе технологий необходимо учитывать природно-климатические условия и экономические возможности предприятия, которое внедряет НДТ.

Экономическая целесообразность как таковая является неотъемлемой составной частью концепции НДТ. Углубленную оценку экономической целесообразности следует проводить только в тех случаях, когда существуют явные разногласия относительно того, какие именно НДТ могут быть внедрены в отрасли промышленности экономически эффективным образом.

Относительно методологии определения НДТ использование подхода экономической целесообразности не является самодостаточным.

При этом детальный анализ необходимо проводить только в том случае, если существуют реальные основания полагать, что технология (или комбинация технологий) является чрезмерно дорогостоящей, чтобы считаться НДТ.

НДТ также часто обеспечивают и существенное снижение производственных затрат, связанное, в том числе, с ресурсосбережением. Поэтому показатели производственных затрат наряду с характеристиками загрязняющих веществ необходимо включить в максимальный набор эколого-экономических показателей.

Экономия инвестиционных и эксплуатационных затрат может быть связана:

а) с обязательным контролем поступающих на обезвреживание отходов, обеспечивающим снижение рисков выхода из штатного режима эксплуатации оборудования и вероятности превышения допустимых уровней воздействия на окружающую среду и нанесения вреда здоровью людей;

б) с выбором альтернативных вариантов НДТ, оснащенных системой очистки дымовых газов, обеспечивающей допустимый уровень воздействия на атмосферный воздух;

в) со снижением потребления ресурсов при условии достижения проектных значений эмиссий загрязняющих веществ.

После оценки комплексного воздействия технологий на окружающую среду может потребоваться сравнение затрат на внедрение рассматриваемых технологий. Для объективной оценки альтернатив важно, чтобы информация о затратах, которая может быть получена из различных источников, была собрана и обработана одинаково.

Использование последовательного (поэтапного) подхода заключается в выборе наилучшей (оптимальной) или приемлемой, удовлетворительной альтернативы посредством определенных действий над множеством альтернатив, в результате которых получается подмножество допустимых (возможных) альтернатив, удовлетворяющих налагаемым ограничениям.

Сравнительный анализ должен проводиться при равных технологических условиях (например, производительности) и одинаковых физико-химических показателей обезвреживаемых отходов с целью упрощения, удешевления, повышения надежности.

В качестве ограничений выступают затраты, способы использования ресурсов на осуществление альтернативы. Это позволяет сравнить альтернативные варианты даже в том случае, если данные были получены из различных компаний, различных отраслей промышленности с учетом географических факторов климата, а также сезонных и региональных колебаний объема и состава обезвреживаемых отходов.

Если рассматриваемые альтернативные варианты могут дать также выгоды и доходы «неэкологического» характера или могут привести к экономии некоторых затрат, то они должны быть указаны отдельно от капитальных затрат или затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание.

К ожидаемым эксплуатационным расходам относятся:

- а) страховые премии;
- б) лицензионные платежи;
- в) резерв на непредвиденные случаи и аварийные работы;
- г) другие общие накладные расходы (например, административные).

Все затраты должны оцениваться по отношению к альтернативному варианту (технологии). В качестве альтернативного варианта (технологии) обычно берется существующая ситуация или базовый вариант, при котором не

было установлено природоохранное оборудование. Базовый вариант устанавливают по методологии оценки НДТ, а затраты на альтернативные варианты выражают относительно базового варианта.

Опыт внедрения НДТ показал, что значительные затраты могут быть связаны с модификацией конструкции оборудования и возможным снижением эмиссий. Например, необходимо учитывать дополнительные затраты, которые требуются для решения задачи сопряжения применяемого котла-утилизатора с системой газоочистки.

При детальной оценке в энергетическом отношении следует также учитывать минимизацию затрат на приобретение расходных материалов, включая возможности применения высококалорийных и малозольных топлив.

Оптимизация затрат, достигаемая в период эксплуатации за счет снижения технического обслуживания и возможности реализации энергии, может привести к очень коротким периодам окупаемости и может затем оправдать применение такой концепции на новых и модернизируемых установках.

Чистая прибыль может складываться из планируемых доходов от оказания услуг по обезвреживанию отходов, от выработки горячей воды, электроэнергии и вычитания эксплуатационных затрат и налогов.

Для облегчения процесса сравнения данных должны быть четко установлены компоненты затрат с учетом возможностей использования вторичных материальных ресурсов.

Например, затраты на дополнительные блоки технологического процесса и производственные ресурсы можно скомпенсировать снижением затрат на размещение шламов и осадков очистки сточных вод, а также их использованием, например, в цементной промышленности.

Общие ежегодные затраты на НДТ корреспондируются к унифицированным ежегодным затратам, требуемым, чтобы покрыть как соответствующие эксплуатационные затраты и затраты на обслуживание, так и капитальные затраты.

Капитальные затраты при реконструкции и модернизации действующих установок являются значительными, и в некоторых случаях они могут превышать величину рассчитываемой выгоды.

С целью оптимизации временных и финансовых затрат, связанных с проектированием, строительством и реконструкцией соответствующих природоохранных технологий, с учетом требований по охране и восстановлению окружающей среды, предполагается реализовывать типовые проектные решения (ТПР).

Использование апробированных ТПР позволит исключить необходимость самостоятельной разработки технологических решений и проектно-конструкторской проработки ответственных узлов и отдельных блоков, проектных и строительных решений и программы реконструкции.

Методология оценки затрат

Технология обеспечивающая наивысший уровень защиты окружающей среды, согласно предыдущим шагам методики, обычно является НДТ. Однако, технология может не относиться к НДТ, если будет доказано, что она экономически не является доступной (UK Environmental Agencies, 2002). Представленная методика оценки затрат основана на работе, представленной в документе “Costing Methodology for BAT Purposes” (Vercaemst, 2001). Методика представляет собой инструмент для сбора и обработки информации о затратах и дальнейшем сравнении альтернатив. В ней представлены рекомендации для сравнения данных полученных из разных источников.

Методические указания в этой главе состоят из 5-ти шагов:

- а) Определение границ системы и альтернатив;

- б) Сбор и проверка на достоверность полученных данных о затратах;
- в) Определение компонентов затрат;
- г) Обработка и представление информации о затратах;
- д) Отнесение затрат, направленных непосредственно на защиту окружающей среды или на другие цели.

Цель методики – сделать определение отнесения технологии к НДТ максимально ясным и подробным. Для этого затраты разбиваются настолько, чтобы их можно было отнести к отдельному компоненту. Методика предлагает ее пользователю некоторую гибкость за счет возможности выбирать ставку кредитования, норму дисконта и др. показатели. Однако, для всех альтернативных технологий следует выбирать эти величины одинаковыми для равнозначности сравнения.

Шаг 1. Определение границ системы и альтернатив

На этом шаге может появиться некоторая новая информация о технологии. Например, информация о выгодах для окружающей среды при внедрении той или иной технологии. Эффективность технологии можно оценивать двумя способами:

- а) Указав концентрацию загрязнителя до внедрения технологии и эффективность внедренного процесса;
- б) Указав остаточную концентрацию загрязнителя после внедрения технологии.

В России оценку эффективности очистки можно проводить и тем, и другим способом.

Шаг 2. Сбор и проверка на достоверность полученных данных о затратах

Все источники, из которых можно получать информацию о затратах, различаются с точки зрения применимости, своевременности и достоверности получаемой информации. В этом шаге методики даны указания какие источники следует использовать, как на них ссылаться, и как учесть различия

данных. Любая информация обычно имеет цель, для которой она используется. Использование этой информации для других целей не всегда возможно из-за субъективности. В связи с этим, критический подход должен быть использован при применении этих данных для других целей. Кроме непосредственной оценки затрат следует так же учитывать случаи, когда использование технологий ведет к уменьшению затрат.

Источниками для получения данных о затратах могут служить:

- а) Информация об объектах отрасли, например, планы, проектная документация;
- б) Поставщики оборудования, например, через каталоги;
- в) Законодательные органы, например, разрешения;
- г) Консультанты;
- д) Исследовательские группы;
- е) Публичные источники, например, отчеты, журналы, сайты компаний;
- ж) Оценки затрат для подобных объектов.

Для повышения надежности данных следует пользоваться множеством источников, при этом отдавать предпочтение более современным. Информация о времени и источнике получения данных должны быть указаны. Кроме того, необходимо ясно указывать к какому году относятся затраты и давать используемые показатели для вычисления затрат, такие как курс валют, кредитная ставка, ставка дисконта и т.д.

Для оценки неопределенности данных и повышения достоверности используется та же система, что и при оценке воздействия на окружающую среду в прошлой главе. Если есть количественные данные о погрешности в затратах, то ее необходимо учитывать. Если таких данных нет, то используется рейтинговая система достоверности данных.

Шаг 3. Определение структуры затрат

Для удобства и простоты проведения оценки затрат на внедрение технологий необходимо определить структуру затрат. В данном шаге методике приведены рекомендации о том, какие затраты должны быть включены или исключены из рассмотрения, и как их обрабатывать. Удобно пользоваться следующими правилами:

а) Инвестиционные затраты, годовые операционные и эксплуатационные расходы, годовые доходы и прибыли должны быть указаны отдельно.

б) Инвестиционные затраты должны быть разделены на затраты на предотвращение загрязнения и на затраты на сам процесс.

в) Операционные и эксплуатационные годовые расходы по возможности должны быть разделены на расходы на энергию, сырье и услуги, затраты на рабочую силу и фиксированные операционные и эксплуатационные расходы.

Все затраты на оборудование сравнивают с затратами на базовый случай, в котором предлагаемое оборудование не установлено.

В таблицах ниже приведены те аспекты компонентов затрат, которые необходимо обязательно учитывать при оценке затрат на технологию. Также следует помнить, что в конкретных случаях могут появиться аспекты, которые не представлены в таблицах, но должны быть учтены. В таблице 68 представлены статьи затрат, которые необходимо учесть в инвестиционном компоненте затрат.

Таблица 66 – Инвестиционные затраты

Расходы на оборудование процесса	Расходы на оборудования, для контроля загрязнения	Непредвиденные расходы
Описание проекта, его разработка и планирование Покупка земли Общая подготовка участка Строительство Инженерия и сооружения Выбор подрядчика и плата ему Проверка оборудования Пуско-наладка Обратные средства Ликвидация объекта Потери произведенной продукции из-за работ по внедрению технологии	Оборудование Средства контроля первичного загрязнения Вспомогательное оборудование Контрольно- измерительная аппаратура Стоимость доставки оборудования Усовершенствование другого оборудования	В этот аспект включаются затраты, которые не могут быть точно определены, но которые обязательно возникнут в процессе работы.

В таблице 67 представлены статьи затрат, которые необходимо учесть в операционном и эксплуатационном компоненте затрат.

Таблица 67 – Операционные и эксплуатационные затраты

Энергетические затраты	Затраты на сырье и услуги	Затраты на рабочую силу	Фиксированные операционные и эксплуатационные затраты	Возможные последующие затраты
Электричество Природный газ Нефтепродукты Уголь и другие твердые топлива	Запасные части Вспомогательные вещества Экологические услуги	Зарплата операционным работникам, управленческом и ремонтному персоналу Обучение персонала	Страховые взносы Плата за лицензии Противоаварийные мероприятия Другие фиксированные расходы	Внедрение новой техники может привести к изменению процесса, а, следовательно, дополнительные затратам

Внедрение новой техники может привести к получению дохода, устранению затрат или получение других выгод. В таблице 68 представлены возможные статьи доходов, устранимых затрат и выгод (European Environment Agency, 1999).

Таблица 68 – Доходы, прибыли и устранимые затраты

Доходы	Устранимые затраты	Возможные последующие выгоды
Продажа очищенных стоков для нужд ирригации Продажа выработанной электроэнергии Продажа сажи для строительных материалов Остаточная стоимость оборудования	Экономия на сырье Экономия на вспомогательных веществах и услугах Экономия энергии Экономия рабочей силы Экономия на мониторинг загрязнений Экономия на ремонте Экономия капитала Экономия средств на размещение отходов Следующие статьи должны быть так же указаны в натуральных величинах: Объем сохраненной энергии Количество реализованных побочных продуктов Количество сохраненных трудовых ресурсов	Внедрение новой техники может привести к изменению процесса и уменьшению затрат.

Методика также предполагает учет налогов и субсидий, возлагаемых на компанию. Они должны быть учтены вне указанной выше иерархии, так как они не являются затратами в классическом смысле (перераспределение ресурсов от одной группы общества к другой). Косвенные затраты, которые представляют собой затраты, связанные с изменениями спроса, занятости и т.д., также должны быть указаны отдельно для того, чтобы не учитывать их в оценке, т.к. зачастую они уже учтены в исходной информации. Внешние издержки, которые могут быть результатом воздействия загрязнителя на окружающую среду и людей, исключаются из оценки.

Если известны издержки предприятия одного размера, то можно приблизительно вычислить издержки предприятия другого размера (большего или меньшего) используя метод коэффициентов масштабирования. Для расчета используется формула (2).

$$C_y = C_x \cdot \frac{y}{x}^e \quad (2)$$

где: C_y – затраты предприятия y ;

C_x – затраты предприятия x ;

- у – масштаб предприятия у (размер или выпуск продукции);
- х – масштаб предприятия х (размер или выпуск продукции);
- е – приблизительный коэффициент.

Значение коэффициента “е” зависит от типа оборудования, отрасли, а также вида различия между предприятиями. Если заводы имеют одинаковый набор оборудования, то коэффициент приблизительно равен 0,6. Если производительность завода различается за счет различной производительности основного производящего оборудования, то коэффициент принимает значения от 0,6 до 0,7. Для заводов, где увеличение выпуска осуществляется за счет дублирования оборудования, коэффициент принимает значение от 0,8 до 1,0. Данная методика является лишь приближением и все допущения должны быть четко указаны.

Шаг 4. Обработка и представление информации о затратах

После того как информация о затратах собрана, она должна быть обработана таким образом, чтобы возможно было сравнение альтернативных технологий. Зачастую срок использования, процентные ставки по кредиту, курсы валют и инфляция различны для альтернативных вариантов. Далее представлены методы, которые позволят обрабатывать информацию о затратах, тем самым обеспечивая равнозначность сравнения альтернатив (European Environment Agency, 1999).

Иногда затраты могут представлены в разных валютах, поэтому для сравнения необходимо привести их к одной валюте. При использовании обменного курса валют его источник и дата должны быть приведены.

Так как уровень цен изменяется год от года за счет инфляции, необходимо привести информацию к одному периоду времени – базовому году. Кроме того, данные о затратах на альтернативные техники защиты окружающей среды могут быть даны для разных годов. В связи с этим их прямое сравнение некорректно, поэтому необходимо также привести их к базовому году. Это делается следующим образом: На первом этапе вычисляется

коэффициент цен, используя индексы цен для двух лет (формула (3)).

$$\text{Коэффициент цен} = \frac{\text{Индекс цен базового года}}{\text{Индекс цен года, для которого известны затраты}} \quad (3)$$

На втором этапе вычисляются затраты на технологию в базовом году по формуле (4).

$$\text{Затраты в базовом году} = \text{Затраты в текущем году} \cdot \text{коэффициент цен} \quad (4)$$

Рекомендуется использовать реальные цены, в отличие от номинальных, которые исключают влияние инфляции. Перевод между реальными и номинальными ценами может быть выполнен по формуле (5).

$$\text{Реальная цена} = \frac{\text{Номинальная цена конкретного года}}{\text{Дефлятор цен конкретного года} \cdot 100} \quad (5)$$

Принцип дисконтирования используется в методике для приведения затрат разных периодов к базовому году. Использование этого общепринятого метода удобно для сравнения затрат и прибылей альтернативных технологий. Используются концепции дисконтированной стоимости и чистого дисконтированного дохода (ЧДД), который рассчитывается по формуле (6). Этот метод один из используемых для выбора наиболее выгодного проекта для инвестирования и требует положительного ЧДД. Однако при сравнении альтернатив при инвестировании в технику для защиты окружающей среды ЧДД может быть и отрицательным, так как экологические выгоды, полученные за счет защитных техник, не продаются и, следовательно, не учитываются при расчете ЧДД.

$$\text{ЧДД} = -\text{Инвестиции} + \sum_{t=0}^n \frac{\text{Денежный поток}_t}{(1+r)^t} \quad (6)$$

Выбор ставки дисконта важен для проведения оценки. Различные организации дают финансы под различные проценты для разных проектов. Рекомендуется использовать реальную ставку дисконта, а не номинальную, так как в ней уже учтена инфляция, но при этом следует пользоваться реальными ценами. Связь между реальной и номинальной ставками дисконта представлен в формуле (7).

$$\text{Реальная ставка дисконта} = \frac{1 + \text{номинальная ставка дисконта}}{1 + \text{уровень инфляции}} - 1 \quad (7)$$

При использовании ставки дисконта необходимо привести следующую информацию:

- а) Источник ставки;
- б) Причины поправок ставок и объяснение их необходимости;
- в) Если ставки различны для разных периодов, то обоснование этого различия;
- г) Ставку следует применять до налогов.

Информацию о затратах предпочтительно выражать в виде годовых затрат. Для этого необходимо перевести все денежные потоки в годовые затраты. Для этой цели используется два метода, однако один из них обладает большей гибкостью, поэтому он приведен ниже. Полные годовые затраты рассчитываются как инвестиционные затраты плюс операционные и эксплуатационные затраты, умноженные на фактор возврата капитала (формула (8)).

$$\text{Полные годовые затраты} = \sum_{t=0}^n \frac{C_t + OC_t}{(1+r)^t} \cdot \frac{r \cdot (1+r)^n}{(1+r)^n - 1}, \quad (8)$$

где: C_t – инвестиционные затраты на период t (обычно 1 год);

OC_t – сумма операционных и эксплуатационных затрат и доходов за

период t (может быть положительной или отрицательной);

r – ставка дисконта (кредитный процент);

n – срок полезного использования оборудования в годах.

Данные о затратах могут быть взяты из практики зарубежных заводов, для которых затраты могут быть другими, чем если бы они находились в одной стране. Эти данные возможно использовать, но необходимо ввести коэффициенты. В оценке необходимо указать какие коэффициенты были использованы, как они были рассчитаны чтобы обеспечить ясность оценки.

Кроме использования годовых затрат для оценки можно использовать другие способы. Затраты на единицу продукции удобно использовать при их сравнении с рыночной ценой единицы продукции. Таким образом возможно оценить доступность технологии к внедрению. Затраты на единицу уменьшения загрязнения целесообразно использовать для оценки экономической целесообразности техники.

Шаг 5. Отнесение затрат, направленных непосредственно на защиту окружающей среды и на другие цели

Данные о затратах следует различать между затратами на внедрение техники для защиты окружающей среды и затратами на другие цели. Другими целями может быть снижение потребления энергии, которое приводит к увеличению прибыли компании. Поэтому следует различать затраты, которые будут компенсированы за счет экономии и увеличению прибыли, и затраты, которые не могут быть компенсированы и относятся непосредственно к защите окружающей среды.

Так затраты на природоохранное оборудование перед сбросом/выбросом загрязнителя в окружающую среду следует сразу отнести к защите окружающей среды, т.к. они служат только этой цели. В противоположность, технологии, внедренные в сам процесс, могут служить не только улучшению экологических показателей, но и другим целям. Если внедрение технологии ведет к выгодам (дополнительный доход, уменьшение расходов и т.д.), эти выгоды превосходят

затраты и срок окупаемости меньше чем три года, то проект считается экономически выгодным и, следовательно, повышение уровня защиты окружающей среды не является первопричиной внедрения технологии (European Environment Agency, 1999). Дальнейшее использование методики в таком случае не имеет смысла.

Если срок окупаемости больше чем три года, то следует сравнить проект с подобными, где не берется во внимание улучшение экологичности производства. Разницу в затратах между двумя проектами можно отнести к затратам непосредственно на защиту окружающей среды.

Отнесение затрат к защите окружающей среды не всегда очевидно, но это обязательная часть методики. Пользователь должен указать допущения, обосновать причины для принятия решения и указать их четко и ясно в оценке.

Раздел 7 Перспективные технологии

Раздел 7 содержит перечень и описание перспективных технологий, к которым относятся технологии, находящиеся на стадии научно-исследовательского, опытно-конструкторского и опытно-промышленного внедрения. Так же указываются сроки возможного внедрения описанных технологий.

Системы энергетического менеджмента

С 1970-х годов в различных государствах были разработаны национальные стандарты в области систем энергетического менеджмента (СЭнМ). В 2011 году опубликован международный стандарт ISO 50001:2011 [108], а в 2012 году — ГОСТ Р ИСО 50001—2012 «Системы энергетического менеджмента. Требования и руководство по применению».

СЭнМ представляет собой часть системы менеджмента организации и включает набор (совокупность) взаимосвязанных или взаимодействующих элементов, используемых для разработки и внедрения энергетической политики и энергетических целей, а также процессов и процедур для достижения этих целей .

СЭнМ позволяет сформулировать обоснованные цели и задачи в области повышения эффективности использования энергии на предприятии и обеспечить их достижение (решение) путем реализации программ, охватывающих все стадии производственного процесса — от планирования закупок оборудования до организации отгрузки готовой продукции. Следует отметить, что в соответствии со статьей 28.4 Федерального закона № 219-ФЗ [1] «применение ресурсо- и энергосберегающих методов» отнесено к ключевым критериям «достижения целей охраны окружающей среды для определения наилучшей доступной технологии».

Для энергоемких отраслей, к которым относится и добыча природного газа, значимость систем энергетического менеджмента весьма высока.

С точки зрения НДТ основные численные показатели обычно представляют как удельное потребление энергии (в расчете на единицу продукции) как на отдельных стадиях (наиболее энергоемких), так и в процессе производства в целом. Именно в размерности сокращения удельных затрат энергии топлива, пара, электроэнергии и др. обычно ставятся цели и задачи повышения энергоэффективности, потенциально важные для обеспечения соответствия предприятий НДТ.

В связи с тем, что для постановки и проверки выполнения задач СЭнМ необходимо обеспечить мониторинг и измерение показателей, связанных с потреблением и использованием энергии, разработка программ энергетического менеджмента предполагает и совершенствование практики учета и контроля, включая выбор, обоснование и организацию измерений ключевых параметров.

Особенности российского климата (в том числе и региональные) определяют достаточно существенные отличия в потреблении энергии, необходимой для подготовки сырья, материалов, отопления производственных помещений, от показателей, характерных, например, для Европы.

Для постановки обоснованных целей и задач в области повышения энергоэффективности производства необходимо четко знать и документировать распределение потребления энергии на различные нужды с учетом отраслевых и региональных особенностей.

В общем случае в состав СЭнМ входят следующие взаимосвязанные элементы:

- а) энергетическая политика;
- б) планирование (цели, задачи, мероприятия), программа СЭнМ;
- в) внедрение и функционирование, управление операциями;
- г) взаимодействие и обмен информацией;
- д) мотивация персонала;
- е) подготовка и обучение персонала;

ж) внутренний аудит СЭнМ;

и) анализ и оценка СЭнМ руководством организации.

Действенность СЭнМ обеспечивается путем разработки, внедрения и соблюдения основных процедур, т. е. способов (в том числе документированных) осуществления действия или процесса

В связи с тем, что воздействие предприятий по добыче нефти в значительной степени обусловлено именно высокой энергоемкостью технологических процессов, системы энергетического менеджмента могут стать как инструментами повышения энергоэффективности, так и инструментами сокращения негативного воздействия на ОС.

Конкретные технологии, которые могут считаться перспективными в нефтедобывающей отрасли, приведены в таблице 69.

Таблица 69– Перспективные технологии нефтедобычи

№	Технология	Описание	Преимущества	Статус	Источник
1	Технологии Wireless Seismic	Беспроводная сейсмическая система RT System 2. Облачная система передачи данных.	Скорость развертывания. Отсутствие сложностей с пересечением рек и дорог. Возможность использования в густонаселенных районах. Сокращение объемов вырубki лесов.	Технология внедрена на промышленном уровне Использована ОАО «Газпром нефть» на блоке Shakal в Курдистане	[89]
2	Foro Energy ведет пилотные испытания лазерного долота	Буровое долото, использующее лазерное излучение для разрушения сверхтвердых пород и обычные механические части для их удаления	Увеличение скорости бурения твердых пород в 2-4 раза. Сверхнизкое усилие на долото и крутящий момент. Увеличение срока жизни долота. Снижение операционных затрат на бурение. Высокая точность и скорость при заканчивании.	Идут пилотные испытания	[90]
3	Cubility внедряет системы регулирования содержания твердой фазы	MudCube – компактная вакуумная система регулирования содержания твердой фазы бурового раствора	Высокое качество бурового раствора Снижение потерь бурового раствора до 90% Сокращение буровых отходов до 50% Снижение трудозатрат до 30% Снижение уровня шума и вибрации Увеличение сроков службы наземного и внутрискважинного оборудования Высокий уровень промышленной безопасности	Технология внедрена и используется Statoil, Maersk Drilling, Talisman Energy Norway	[91]

Продолжение таблицы 69

4	On-line мониторинг ГРП и режимов работы скважины	<p><i>Fotech:</i> Технология распределенных акустических измерений Helios DAS: вибрации, вызванные акустическим возмущением вдоль оптического волокна, считываются в режиме реального времени, что позволяет «визуализировать» процессы внутри скважины</p> <p><i>Ziebel:</i> Распределенные измерения температуры, давления, скорости тока и т.п. внутри скважины с помощью оптоволоконного кабеля внутри композитного стержня диаметром 15 мм.</p>	<p><i>Fotech:</i> Оценка эффективности ГРП в режиме реального времени: регистрация движения жидкости во время ГРП, зон с улучшенной проницаемостью Возможность проведения внутрискважинных исследований не прерывая эксплуатацию скважины Разрешение 5 м</p> <p><i>Ziebel:</i> Минимальный эффект снижения продуктивности Доступ к горизонтальным участкам скважины (до 200 м) без использования скважинного трактора Доступ к скважинам со сложной геометрией Отсутствие необходимости спуско-подъема скважинных приборов</p>	<p><i>Fotech:</i> Вывод на рынок: заключено соглашение с нефтесервисной компанией EcoStim об использовании Helios DAS в Мексике и Аргентине</p> <p><i>Ziebel:</i> Система Z-System внедряется с 2010 года Завершаются пилотные испытания усовершенствованной системы Z-Line</p>	[92, 93]
5	Oxape разработала сверхпрочные керамические пропанты	Керамические пропанты повышенной прочности поколения для использования в глубоких и сверхглубоких скважинах	Увеличение дебитов благодаря более глубокому проникновению и равномерному распределению, повышенной прочности, низкому поверхностному натяжению и низкой относительной плотности. Возможность адаптации в соответствии с требованиями заказчика.	Ранние разработки выведены на рынок. Опытно-промышленные испытания новейшего пропанта OxThor	[94]

Продолжение таблицы 69

6	Zilift – компактные насосы для истощенных месторождений	Компактные винтовые насосы ZiliftTorqueDrive, работающие от магнитных двигателей, с повышенным крутящим моментом. ЭЦН ZiliftSpeedDrive: единственный в мире ЭЦН на 7500 об. в мин., диаметр – 6,7 см	Увеличение сроков эксплуатации истощенных месторождений. Возможность использования в скважинах небольшого диаметра. Снижение затрат на подъем благодаря пониженному энергопотреблению. Защита от попадания песка.	Проводятся квалификационные испытания	[95]
7	Нетрадиционные методы увеличения нефтеотдачи	<i>GlassPoint:</i> 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. <i>GloriEnergy</i> Технология активации присутствующих в пласте бактерий с целью увеличения подвижности нефти и повышения эффективности вытеснения	<i>GlassPoint:</i> Экономия на операционных затратах благодаря снижению (до 80%) расхода природного газа, сжигаемого для нагрева закачиваемого пара Сокращение выбросов CO ₂ и NO _x <i>GloriEnergy:</i> Дополнительное вовлечение 9-12% геологических запасов. Минимальное количество оборудования. Возможность адаптации к условиям пласта.	Планируется проведение ОПИ на активах GloriEnergy; возможно выполнение пилотных проектов продолжительностью 6-12 мес. на месторождениях других компаний.	[96,97]

Список использованных источников

- 1 Сырьевой комплекс России [Электронный ресурс]/ Информационно-аналитический центр Минерал [Офиц. сайт]. URL: <http://www.mineral.ru>
- 2 Государственный доклад “О Состояние и использование минерально-сырьевых ресурсов российской федерации в 2014 г.” [Электронный ресурс]/ Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации [Офиц. сайт]. URL: <http://www.mnr.gov.ru/>
- 3 Современное состояние нефтяной промышленности России [Электронный ресурс]//Специализированный журнал Бурение и Нефть [Офиц. сайт]. URL: <http://burneft.ru> (дата обращения: 12.08.2015)
- 4 ГОСТ 51858-2002. Нефть Общие технические условия. ПРИНЯТ И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Постановлением Госстандарта России от 8 января 2002 г. № 2-ст
- 5 ТУ 39-1623-93. Нефть Российская, поставляемая для экспорта. — Введ. 01.02.93. — ИПТЭР АН РБ. — 11 с.
- 6 Полищук, Ю. Сравнительный анализ качества российской нефти/ Ю. Полищук, И. Ященко [Электронный ресурс]//Нефть, газ и фондовые рынки [Офиц. сайт]. URL: <http://www.ngfr.ru/>
- 7 Регионы России. Социально-экономические показатели - 2015 г [Электронный ресурс]// Федеральная служба государственной статистики [Офиц. сайт]. URL: <http://www.gks.ru/>
- 8 Последствия низких цен для нефтяной отрасли [Электронный ресурс]/Аналитический центр при правительстве Российской Федерации [Офиц. сайт]. URL: <http://ac.gov.ru>
- 9 Нефтяная отрасль России: итоги 2015 г. и перспективы на 2016-2017 гг. [Электронный ресурс]// VYGON Consulting [Офиц. сайт]. URL: <http://vygon.consulting/>

10 Мочалов Р.А. Ключевые проблемы и особенности освоения месторождений углеводородов на шельфе арктических и дальневосточных морей // Интерэкспо Гео-Сибирь, № 1, том 3, 2013

11 Нефть в Арктике/Добыча нефти в Арктике [Электронный ресурс]/ Информационное агентство Arctic info [Официальный сайт].URL: <http://www.arctic-info.ru>

12 Приразломное нефтяное [Электронный ресурс]// ПАО «Газпром» [Офиц. сайт]. URL: <http://www.gazprom.ru>

13 Международное сотрудничество в освоении Арктики [Электронный ресурс]/ Российский центр освоения Арктики [Офиц. сайт]. URL: <http://arctic-rf.ru/>

14 Материалы конференции «Арктика и шельфовые проекты перспективы, инновации и развитие регионов» [Электронный ресурс]/ Арктика и шельфовые проекты: перспективы, инновации и развитие регионов [Офиц. сайт]. URL: <http://www.arctic.s-kon.ru/>

15 Гаврилов В.П., Грунис Е.Б. Состояние ресурсной базы нефтедобычи в России и перспективы ее наращивания [Электронный ресурс]// РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина [Офиц. сайт]. URL: <http://www.gubkin.ru> (дата обращения: 20.08.2015)

16 Энергетический бюллетень 20. Последствия низких цен для нефтяной отрасли [Электронный ресурс]//Аналитический центр при правительстве Российской Федерации [Офиц. сайт]. URL: <http://ac.gov.ru>

17 Мордвинов, А.А. Основы нефтегазопромыслового дела: учеб. пособие / А. А. Мордвинов, О. А. Морозюк, Р. А. Жангабылов. – Ухта: УГТУ, 2015. – 161 с.

18 Гребнев, Д.А. Основы нефтегазопромыслового дела: учебное пособие. / В. Д. Гребнев, Д. А. Мартюшев, Г. П. Хижняк. – Пермь: Перм. нац. иссл. полит. ун-т., 2013. – 185 с.

19 Харин, А.Ю. Скважинная добыча углеводородов морских и шельфовых месторождений: учеб. пособие / А.Ю. Харин, С.Б. Харина. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. – 140 с.

20 РД 39-133-94. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше // Экологический консалтинг. – № 3 – 2008. – С. 17 – 60.

21 ГОСТ Р 53241-2008 Геологоразведка морская. Требования к охране морской среды при разведке и освоении нефтегазовых месторождений континентального шельфа, территориального моря и прибрежной зоны. – М.: Стандартиформ, 2009. – 14 с.

22 Балаба В.И. Обеспечение экологической безопасности строительства скважин на море / В.И. Балаба // Бурение и нефть. – 2004. – № 1. – С. 18-21.

23 Газлифтная эксплуатация нефтяных скважин [Электронный ресурс]/ Акционерная нефтяная компания “Башнефть” [Официальный сайт]. URL: <http://www.neftyanik-school.ru/>

24 Добыча нефти. Способы эксплуатации скважин [Электронный ресурс]/ Все о нефти [Официальный сайт]. URL: <http://vseonefti.ru/upstream/sposoby-dobychi.html>

25 Подземные погонщики. [Электронный ресурс]/ Нефть, газ и фондовый рынок [Официальный сайт]. URL: <http://www.ngfr.ru/ngd.html?neft15>

26 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений ВНТП 3-85 [Электронный ресурс]/ Эрвист технологии безопасности [Официальный сайт]. URL: <http://www.ervist.ru/info/normbase/vntp%20%203-85%20.pdf>

27 Коршак, А.А. Основы нефтегазового дела/ А.А. Коршак, А.М. Шаммазов// Учебник для вузов.—3-е изд., испр. и доп.—Уфа.: ООО «ДизайнПолиграфСервис»,2005.—528с.

-
- 28 Насосы с дозированной подачей [Электронный ресурс]/ Патентный поиск в РФ [Офиц. сайт]. URL: <http://www.freepatent.ru/patents/2442020>
- 29 Подогреватель блочный автоматизированный ПБА [Электронный ресурс]/ Эталон ТСК [Офиц. сайт]. URL: <http://www.mcsys.ru/prod/pba/>
- 30 Подогреватель путевой автоматизированный ПП-0,63А/АЖ [Электронный ресурс]/ Нефтегазовое оборудование [Офиц. сайт]. URL: http://www.generation-ngo.ru/nagrev_nefti/promezhutochny/pp063
- 31 Емкостное оборудование для приготовления тампонажных растворов [Электронный ресурс]/ Производственно-коммерческая фирма «КубаньБурМаш» [Офиц. сайт]. URL: <http://kubanbur.ru/>
- 32 Сбор и подготовка нефти, газа и воды на промысле [Электронный ресурс]/ НефтеМагнат [Офиц. сайт]. URL: <http://www.neftemagnat.ru/enc/245>
- 33 Железно-дорожная сливно-наливная эстакада [Электронный ресурс]/ ЭнергоАрсенал [Офиц. сайт]. URL: <http://energo-arsenal.spb.ru/2008-10-21-05-15-51/114-estakady2.html>
- 34 Ведомственные указания по проектированию железнодорожных сливно-наливных эстакад легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и сжиженных углеводородных газов ВУП СНЭ–87 [Электронный ресурс]/ Эрвист технологии безопасности [Офиц. сайт]. URL: <http://www.ervist.ru/info/normbase/vupsne-87.pdf>
- 35 Сливо-наливные железнодорожные эстакады [Электронный ресурс]/ "РосПайп" [Офиц. сайт]. URL: <http://ros-pipe.ru/>
- 36 Схема размещения МНГС [Электронный ресурс]/ Профессионально о нефти [Офиц. сайт]. URL: <http://proofoil.ru>

37 Мордвинов, А.А. Газлифтная эксплуатация нефтяных и газовых скважин [Текст] : метод. указания / А. А. Мордвинов, О. А. Миклина. – Ухта : УГТУ, 2013. – 39 с.

38 Вакула, Я.В. Нефтегазовые технологии: Учебное пособие по дисциплине «Нефтегазовые технологии»/ Я.В Вакула // . – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2006. – 168 с.

39 Гуревич, И. Л. Технология переработки нефти и газа / И. Л. Гуревич, Л.Г. Сарданашвили.// 3 изд., ч. 1, М., 1972.

40 Сваровская, Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие/ Н.А. Сваровская// – Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 268 с.

41 Компрессорная станция (КС) [Электронный ресурс]/ Газпром информаторий [Офиц. сайт]. URL: <http://www.gazprominfo.ru/terms/compressor-station/>

42 Компрессорная станция Пякхинского месторождения оснащается поршневыми установками для компримирования попутного нефтяного газа [Электронный ресурс]/ Журнал Neftegas.ru [Офиц. сайт]. URL: <http://neftegaz.ru>

43 Переработка попутного нефтяного газа (ПНГ) [Электронный ресурс]/ Грасис [Офиц. сайт]. URL: <http://www.grasys.ru>

44 Поддержание пластового давления (ППД) на нефтяных залежах [Электронный ресурс]/ Журнал Neftegas.ru [Офиц. сайт]. URL: <http://neftegaz.ru>

45 Заводнение пластов [Электронный ресурс]/ Добыча нефти и газа [Офиц. сайт]. URL: <http://oilloot.ru/>

46 Заводнение - продуктивный пласт [Электронный ресурс]/ Большая энциклопедия нефти и газа [Офиц. сайт]. URL: <http://www.ngpedia.ru/id22948p1.html>

-
- 47 Блочная кустовая насосная станция (БКНС) [Электронный ресурс]/ Большая энциклопедия нефти и газа [Офиц. сайт]. URL: <https://www.mstsystems.ru>
- 48 Поддержание пластового давления (ППД) на нефтяных залежах [Электронный ресурс]/ Геостар [Офиц. сайт]. URL: <http://www.gstar.ru/files/books/ppd.pdf>
- 49 Блок водораспределительный напорный [Электронный ресурс]/ Позитрон оил [Офиц. сайт]. URL: <http://www.pozitron-perm.ru>
- 50 Блоки водораспределительных гребенок БВГ.М. Руководство по эксплуатации [Электронный ресурс]/ ГК Новые технологии [Офиц. сайт]. URL: http://electron.nt-rt.ru/images/manuals/bvg_3_16_100.pdf
- 51 Установка для приготовления, дозирования и закачивания технологических растворов в скважину [Электронный ресурс]/ Патентный поиск [Офиц. сайт]. URL: <http://poleznayamodel.ru/model/4/48202.html>
- 52 Установка БДР-45 (блок дозирования реагентов) [Электронный ресурс]/ Гидроимпульс [Офиц. сайт]. URL: http://gidroimpuls.com/ustanovka_bdr-45
- 53 Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пласта [Электронный ресурс]/ ГК Петрос [Офиц. сайт]. URL: <http://petros.ru/worldmarketoil/?action=show&id=267>
- 54 Косарев, В.Е. Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений: пособие для самостоятельного изучения для слушателей курсов повышения квалификации специальности «Геофизика»/ В.Е. Косарев // Казань.- Казанский государственный университет. 2009. 145 с.
- 55 Справочник по наилучшим доступным технологиям для крупных топливосжигающих установок [Электронный ресурс]// ФБУ "Нижегородский ЦСМ" [Офиц. сайт]. URL: <http://www.nncsm.ru> (дата обращения: 25.08.2015)

56 Бабина, Ю.В. Экология нефтегазового комплекса: Учеб. пособие: 1т./ Ю.В. Бабина, Э.Б. Бухгалтер, И.А. Голубева, О.П. Лыков, Е.А. Мазлова //Нижний Новгород, изд-во «Вектор ТиС»,2007- 531с.

57 Энергоэффективные установки электроцентробежных насосов для добычи нефти [Электронный ресурс]// Тематическое сообщество «Энергоэффективность и Энергосбережение» [Офиц. сайт]. URL:www.solex-ru.ru (дата обращения: 13.09.2016)

58 Повышение энергоэффективности при механизированной добыче нефти [Электронный ресурс]// ПАО «НК «Роснефть» [Офиц. сайт]. URL: www.rosneft.ru (дата обращения: 03.10.2016)

59 Постановление правительства № 308 от 16 апреля 2012 г. “Об утверждении перечня объектов, имеющих высокую энергетическую эффективность, для которых не предусмотрено установление классов энергетической эффективности” – 2012. с.13

60 Установки подготовки попутного нефтяного газа (УППГ) [Электронный ресурс]// АО НТК «МодульНефтеГазКомплект» [Офиц. сайт]. URL: <http://www.mngk.ru/catalog/26/135/>

61 Газотурбинные электростанции [Электронный ресурс]// ОДК Газовые Турбины [Офиц. сайт]. URL: <http://odk-gt.ru/index.php/ru/produkcija/gazoturbinnie-elektrostanicii>

62 Газотурбинные электростанции на базе газовых турбин [Электронный ресурс]// РЭП Холдинг [Офиц. сайт]. URL: <http://www.reph.ru/>

63 Емельянова С. В., Кучкаров З. А., Никитин А. В. Понятие «маркерное вещество» и подходы к его определению. Наилучшие доступные технологии. Определение маркерных веществ в различных отраслях промышленности. Сборник статей 3. – М.: Издательство «Перо», 2015. – 172 с

64 Методические указания. Выбор группы маркерных веществ для оптимизации системы мониторинга атмосферного воздуха 14 ноября 1995 г.

65 Макаренкова, И. Ю. Экологическая оценка воздействия нефтегазодобывающей деятельности на водные объекты Среднего Приобья [Электронный ресурс]/Электронная библиотека диссертаций и авторефератов [Официальный сайт]. URL: <http://www.dissercat.com/>

66 Распоряжение Правительства Российской Федерации №1316-р от 8 июля 2015 г «Перечень загрязняющих веществ, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды» - 2015. с.22.

67 Kharaka, Y. K. Environmental issues of petroleum exploration and production: Introduction/Y. K. Kharaka, N. S. Dorsey// Environmental Geosciences.2005. V. 12. № 2. pp. 61–63

68 Распоряжение Правительства РФ от 08.07.2015 N 1316-р «Об утверждении перечня загрязняющих веществ, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды [Электронный ресурс]/ Консультант плюс [Официальный сайт]. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_182546/

69 Федеральный закон от 10 января 2002 г. N 7-ФЗ (ред. от 28.11.2015) "Об охране окружающей среды" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2016);

70 Постановление Правительства Российской Федерации № 1458 от 23 декабря 2014 г. "О порядке определения технологии в качестве наилучшей доступной технологии, а также разработки, актуализации и опубликования информационно-технических справочников по наилучшим доступным технологиям"

71 Методические рекомендации по определению технологии в качестве наилучшей доступной технологии (утв. приказом Минпромторга России № 665 от 31 марта 2015 г.).

72 ГОСТ Р 54097—2010. Ресурсосбережение. Наилучшие доступные технологии. Методология идентификации.

73 ГОСТ Р 54198—2010. Ресурсосбережение. Промышленное производство. Руководство по применению наилучших доступных технологий для повышения энергоэффективности.

74 ГОСТ Р 54205—2010. Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Наилучшие доступные технологии повышения энергоэффективности при сжигании.

75 ПНСТ 22—2014 Наилучшие доступные технологии. Термины и определения.

76 ПНСТ 23—2014. Наилучшие доступные технологии. Формат описания технологий.

77 ПНСТ 21—2014 Наилучшие доступные технологии. Структура информационно-технического справочника

78 Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

79 Временная типовая методика определения экономической эффективности осуществления природоохранных мероприятий и оценки экономического ущерба, причиняемого народному хозяйству загрязнением окружающей среды (одобрена постановлением Госплана СССР, Госстроя СССР, Президиума АН СССР от 21 октября 1983 г. № 254/284/134).

80 Федеральный закон от 10 января 2002 г. N 7-ФЗ (ред. от 28.11.2015) "Об охране окружающей среды" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2016);

81 Антикоррозионная защита в системе ППД на службе экологической безопасности [Электронный ресурс]// Группа компаний «Татинтек» [Официальный сайт]. URL: <http://www.tatintec.ru> (дата обращения: 23.09.2015)

82 Экологическая и промышленная безопасность при освоении месторождений полезных ископаемых государств – участников СНГ [Электронный ресурс]// Интернет портал СНГ [Официальный сайт]. www.e-cis.info (дата обращения: 26.09.2015)

83 Бормотова Т.Н. Создание алгоритма расчета разделения продукции скважин и обоснование показателей промышленного оборудования с использованием современного программного обеспечения (на примере установки предварительного сброса пластовой воды «Чашкино») // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2012. № 3. С. 62-72.

84 Фахретдинов Р.Р., Голубев М.В. Совершенствование технологии предварительного обезвоживания нефти на промыслах [Электронный ресурс]//Электронная библиотека диссертаций [Официальный сайт]. URL: <http://www.dissercat.com> (дата обращения: 27.09.2015)

85 Багманов А.А., Бажайкин С.Г., Кулешов К.В. Пути повышения энергоэффективности центробежных насосов системы поддержания пластового давления [Электронный ресурс]// ПАО "Энергия – насосы и арматура" [Официальный сайт]. URL: <http://www.mnz.ru> (дата обращения: 04.10.2015)

86 Реконструкция Покровской УПН [Электронный ресурс]// ПАО «РосНефтеКомплект» [Официальный сайт]. URL: <http://www.rosnk.info/> (дата обращения: 09.10.2015)

87 Повышение энергоэффективности транспортировки продукции скважин с использованием объёмных насосов [Электронный ресурс]// Экспозиция нефть газ [Официальный сайт]. URL: <http://runeft.ru> (дата обращения: 23.08.2015)

88 Шишкин, Н. Д. Энерготехнологическая схема утилизации попутного газа/ Шишкин Н.Д., Трофименко К.В. // Вестник Астраханского государственного технического университета. 2010. №2. С.17-21

89 Технологии Wireless Seismic [Электронный ресурс]// WirelessSeismic [Официальный сайт]. URL:Acquisition <http://wirelessseismic.com/>

90 Пилотные испытания лазерного долота [Электронный ресурс]// Foro Energy [Официальный сайт]. URL: <http://www.foroenergy.com/>

-
- 91 Системы регулирования содержания твердой фазы [Электронный ресурс]// Cubility [Официальный сайт]. URL: <http://cubility.com/>
- 92 Технология распределенных акустических измерений Helios DAS [Электронный ресурс]// Fotech [Официальный сайт]. URL: <http://www.fotech.com/>
- 93 Распределенные измерения температуры, давления, скорости тока и т.п. внутри скважины с помощью оптоволоконного кабеля внутри композитного стержня диаметром 15 мм. [Электронный ресурс]// Ziebel [Официальный сайт]. URL: <https://www.ziebel.com/home>
- 94 Сверхпрочные керамические пропанты [Электронный ресурс]// Oxane [Официальный сайт]. URL: <http://www.oxanematerials.com/>
- 95 Компактные насосы для истощенных месторождений [Электронный ресурс]// Zilift [Официальный сайт]. URL: <http://www.zilift.com/>
- 96 Солнечные парогенераторы, вырабатывающие горячий пар высокого давления для закачки в пласт [Электронный ресурс]// Zilift [Официальный сайт]. URL: <https://www.glasspoint.com/>
- 97 Технология активации присутствующих в пласте бактерий с целью увеличения подвижности нефти и повышения эффективности вытеснения [Электронный ресурс]// GloriEnergy [Официальный сайт]. URL: <http://glorienergy.com/>