

УТВЕРЖДАЮ:

Первый заместитель
Генерального директора
ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-
ДОБЫЧА ХАРЬЯГА»


М.Г. Боровский

«07» июля 2020 г.

**ПРОГРАММА
ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА
НА ОБЪЕКТАХ
ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-ДОБЫЧА ХАРЬЯГА»
ХАРЬЯГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Заместитель начальника
Управления ПБ, ОТ и ООС



Н. И. Комиссарова

Москва
2020

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
Перечень сокращений.....	8
1. Сведения о хозяйствующем субъекте.....	9
1.1 Описание объекта НВОС Куст 108 (ЦПС) и система промысловых трубопроводов.....	11
1.2 Описание объектов НВОС Куст скважин ЕР-1, Куст скважин ЕР-2, Куст скважин НР-1, Куст скважин WР-1.....	19
1.3 Описание объекта НВОС Вахтовый посёлок, Новый вахтовый посёлок.....	21
2. Природно-климатические условия Харьягинского месторождения	23
2.1. Климатическая характеристика.....	23
2.2. Гидрологическая и гидрохимическая характеристики поверхностных вод.....	24
2.3. Геоморфологическое строение.....	25
2.4. Ландшафтные условия.....	25
2.5. Почвенные условия.....	26
3. Состояние окружающей среды и оказываемое негативное воздействие на окружающую среду.....	31
3.1. Атмосферный воздух.....	31
3.2. Снежный покров.....	32
3.3. Поверхностные воды.....	32
3.4. Подземные воды.....	33
3.5. Донные отложения.....	33
3.6. Почвенный покров.....	34
3.7. Многолетнемёрзлые породы.....	35
3.8. Аварийные ситуации.....	35
3.8.1. Возможные источники разливов нефти.....	35
3.8.2. Прогнозирование объёмов и площадей разливов нефти и нефтепродуктов на почве.....	36
3.8.3. Прогнозирование объёмов и площадей разливов нефти и нефтепродуктов в акватории.....	38
3.8.4. Последствия возможного разлива нефти и нефтепродуктов при авариях... ..	40
3.8.5. Предполагаемое значение разлива по установленной классификации.....	42
4. Организация исследований и экологический мониторинг компонентов природной среды.....	45
4.1 Мониторинг атмосферного воздуха.....	45
4.2 Мониторинг снежного покрова.....	48
4.3 Мониторинг поверхностных вод.....	49

4.4 Мониторинг подземных вод.....	52
4.5 Мониторинг донных отложений.....	53
4.6 Мониторинг почвенного покрова.....	55
4.7 Мониторинг глубины оттаивания грунтов.....	59
5. Расположение пунктов отбора проб и определяемые компоненты.....	60
5.1. Мониторинг атмосферного воздуха, снежного покрова и почв.....	60
5.1.1. Площадки мониторинга в районе расположения объекта НВОС Куст 108 (ЦПС) и система промысловых трубопроводов.....	61
5.1.2. Точки мониторинга атмосферного воздуха в районе расположения объекта НВОС Куст 108 (ЦПС) и система промысловых трубопроводов (подфакельные наблюдения).....	62
5.1.3 Площадки мониторинга в районе расположения удаленных объектов НВОС.....	63
5.1.4 Точки мониторинга на объекте НВОС Вахтовый посёлок.....	64
5.1.5 Точки мониторинга на объекте НВОС Новый вахтовый посёлок.....	64
5.2 Пункты мониторинга водных объектов.....	65
5.3 Пункты мониторинга подземных вод.....	66
5.4 Площадки мониторинга глубины оттаивания грунтов.....	68
6. Формы предоставления отчётности и плае-график проведения работ.	77
7. Заключение	79
Приложение А – Обзорная карта-схема расположения объектов ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга».....	80
Приложение Б – Карты-схемы расположения объектов мониторинга	81
Список литературы.....	82

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая программа производственного экологического мониторинга (ПЭМ) выполнена специалистами ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» во II квартале 2020 г. Программа предназначена для проведения производственного экологического мониторинга на территории Харьягинского месторождения.

При разработке настоящей программы ПЭМ учитывались требования следующих Федеральных законов:

- Федеральный закон Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» (в редакции от 27 декабря 2019 г.) [1].
- Федеральный закон Российской Федерации от 24 июня 1998 г. № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления» (в редакции от 07 апреля 2020 г.) [2].
- Федеральный закон Российской Федерации от 4 мая 1999 г. № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» (в редакции от 26 июля 2019 г.) [3];
- Водный Кодекс Российской Федерации (в редакции от 24 апреля 2020 г.) [4].
- Земельный кодекс Российской Федерации № 136-ФЗ от 25.10.01 (в редакции от 18.03.2020 г.) [5].

Разработка настоящей программы ПЭМ велась с учётом требований ГОСТ Р 56063-2014 «Производственный экологический мониторинг. Требования к программам производственного экологического мониторинга» [6].

Производственный экологический мониторинг – это мониторинг состояния и загрязнения окружающей среды, включающий долгосрочные наблюдения за состоянием окружающей среды, её загрязнением и происходящими в ней природными явлениями, а также оценку и прогноз состояния окружающей среды, её загрязнения на территориях субъектов хозяйственной и иной деятельности (организаций) и в пределах их воздействия на окружающую среду [7].

Проведение работ по добыче нефти существенно влияет на состояние природной среды. Наиболее сильное негативное влияние на окружающую среду происходит в результате аварийных ситуаций при бурении скважин или при транспортировке нефти.

Штатное функционирование объектов добычи и транспорта нефти также

сопровождается негативным воздействием:

- выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух при сжигании топлива на энергетических установках, через неплотности запорной арматуры и фланцы, через дыхательные клапаны резервуаров, при движении автотранспорта и спецтехники;
- образование отходов производства и потребления;
- образование дренажных и ливневых вод.

Объектом мониторинга может служить природный, техногенный или природно-техногенный объект, или его часть, в пределах которого по определённой программе осуществляются регулярные наблюдения за окружающей средой с целью контроля за её состоянием, анализа происходящих в ней процессов, выполняемых для своевременного выявления и прогнозирования их изменений и оценки [8].

Объектами мониторинга в рамках настоящей Программы являются промышленные объекты ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга», а также пункты мониторинга, в которых исследуются такие компоненты природной среды как: атмосферный воздух, поверхностные и подземные воды, донные отложения, снежный покров, почвенный покров, вечная мерзлота.

Основу мониторинга выше перечисленных компонентов природной среды составляют физико-химические методы, которые изложены в соответствующей методической литературе. С помощью этих методов можно обнаружить и количественно оценить (определив концентрацию загрязняющих веществ) негативное воздействие. Аналитические измерения в рамках данной Программы должны осуществляться лабораториями, аккредитованными на проведение необходимых измерений в соответствии с законодательством Российской Федерации и имеющими лицензию на деятельность в области гидрометеорологии и в смежных с ней областях.

Состояние растительного и животного миров не исследуется в рамках настоящей Программы ПЭМ, так как в Обществе утверждена Программа сохранения биоразнообразия, предназначенная для получения актуальной и достоверной информации о составе флоры и фауны и оценки биологического разнообразия.

Целью ПЭМ является обеспечение Общества информацией о состоянии и загрязнении окружающей среды, необходимой для осуществления деятельности по сохранению и восстановлению природной среды, рациональному

использованию и воспроизводству природных ресурсов, предотвращению негативного воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду и ликвидации его последствий.

К основным задачам ПЭМ относятся:

- регулярные наблюдения за состоянием и изменением окружающей среды в районе размещения объектов ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»;
- прогноз изменения состояния окружающей среды в районе размещения объектов;
- выработка предложений о снижении и предотвращении негативного воздействия на окружающую среду.

Регулярные наблюдения за состоянием и изменением окружающей среды включают в себя систематические измерения качественных и количественных показателей природной среды на фоновых участках, на участках строительства, в районе размещения действующих производственных объектов.

Оценка фактического состояния окружающей среды заключается в анализе и интерпретации результатов наблюдений, сравнении данных, полученных в зоне техногенного воздействия, с фоновыми показателями и предельно-допустимыми концентрациями.

Прогноз изменения состояния окружающей среды в результате негативного воздействия выполняется после накопления достаточного объема данных мониторинга, позволяющих смоделировать в пространственном и временном разрезе возможные негативные изменения окружающей среды. Полученная информация позволит своевременно корректировать действия хозяйствующего субъекта, направленные на охрану окружающей среды.

Результаты ПЭМ используют для:

- оценки соблюдения нормативов качества окружающей среды в районе размещения объектов ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»;
- выявления связи между негативным воздействием и изменением состояния окружающей среды;
- разработки, выполнения, оценки эффективности и корректировки мероприятий, направленных на снижение негативного воздействия на окружающую среду и её восстановление;
- оценки достоверности данных, полученных расчётным путём;

- разработки и корректировки нормативов допустимого воздействия на окружающую среду.

Система производственного экологического мониторинга окружающей среды позволит контролировать эксплуатацию месторождения, разработать комплекс конкретных природоохранных мероприятий, обеспечивающих экологическую безопасность производственных процессов.

Периодичность контроля и перечень исследуемых химических веществ устанавливается в соответствии с существующими требованиями и методиками, с учетом конкретной экологической обстановки на территории месторождения.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

БПК	-	биологическое потребление кислорода
ДЭС	-	дизельная электростанция
ДНС	-	дожимная насосная станция
ЗВ	-	загрязняющие вещества
ИЗА	-	источник загрязнения атмосферы
КХА	-	количественный химический анализ
ЛУ	-	лицензионный участок
МВИ	-	методика выполнения измерений
НАО	-	Ненецкий автономный округ
ОБУВ	-	ориентировочный безопасный уровень воздействия
Объект	-	объект, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду
НВОС	-	среду
ОДК	-	ориентировочная допустимая концентрация
ПДК	-	предельно допустимая концентрация
ПЛРН	-	план ликвидации аварийных разливов нефтепродуктов
ПЭМ	-	производственный экологический мониторинг
ПМ	-	пост мониторинга, площадка мониторинга
ТБО	-	твёрдые бытовые отходы
ТПУ	-	трубопоршневая поверочная установка
УЭЦН	-	установка электроцентробежного насоса
ХПК	-	химическое потребление кислорода
ЧС(Н)	-	чрезвычайная ситуация, обусловленная разливом нефти и нефтепродуктов
ЦПУ	-	центральный пункт управления

1. СВЕДЕНИЯ О ХОЗЯЙСТВУЮЩЕМ СУБЪЕКТЕ

Общие сведения об ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 — Общие сведения о предприятии

Наименование предприятия	Общество с ограниченной ответственностью «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»
Сокращенное наименование юридического лица	ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»
Юридический адрес	Россия, 101000, Москва, Армянский пер., д. 9/1/1, стр.1, офис 2
Почтовый адрес	Россия, 115054, Москва, Павелецкая пл., д. 2, стр. 3
Адрес промышленных площадок	Архангельская область, НАО, муниципальный район «Заполярный район»
Тел./факс	(495) 228-01-40, (495) 228-01-21
Реквизиты:	
ОКВЭД	06.10.1, 06.10.3, 06.20, 09.10, 09.10.1, 09.10.2, 09.10.3, 09.10.4, 09.10.9, 19.20.2, 41.20, 43.22, 46.71, 52.10.21, 52.10.22, 71.12.3
ИНН	9701011913
КПП	770101001
ОГРН	1157746887760
ОКПО	49896060
ОКТМО	45375000000
р/с	40702810487360000018
к/с	30101810000000000256
Генеральный директор	Акимов Олег Валерьевич

Промышленные площадки ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» расположены на Харьягинском нефтяном месторождении, находящемся на юго-востоке муниципального района «Заполярный район» НАО в бассейне реки Колва. Территория месторождения относится к районам Крайнего Севера и характеризуется сложными природными условиями, суровым полярным климатом.

Харьягинское нефтяное месторождение является территорией интенсивной хозяйственной деятельности.

По территории месторождения проходит федеральная трасса Усинск-Нарьян-Мар (в летнее время ограничена до Харьягинского месторождения).

На Харьягинском месторождении одновременно ведут работу несколько нефтяных компаний. На территории месторождения находятся несколько ДНС, терминал хранения и перекачки нефти «Харьяга», три действующих и один

строящийся вахтовый поселок, площадки стоянки техники, ремонтные базы, свыше 100 кустовых площадок и площадок разведочных скважин, две вертолетные площадки, принадлежащие разным нефтяным компаниям. По территории месторождения проходят внутрипромысловые дороги, линии электропередачи, нефтепроводы, газопроводы и водоводы. По дорогам осуществляется проезд различных видов автотранспорта нефтедобывающих и сервисных компаний. На территории Харьягинского месторождения регулярно осуществляется строительство и реконструкция производственных объектов: обустраиваются кустовые площадки, пробуриваются и вводятся в эксплуатацию новые скважины, прокладываются трубопроводы для транспортировки различных сред, ведутся капитальные ремонты скважин и др.

Обзорная карта-схема Харьягинского месторождения с расположением объектов ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» представлена в Приложении А.

Территория месторождения, не занятая промышленными объектами, относится к оленеводческому совхозу «Путь Ильича».

На территории месторождения отсутствуют ООПТ.

На Харьягинском месторождении находятся следующие объекты ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»:

1. Куст 108 (ЦПС) и система промысловых трубопроводов.
2. Куст скважин ЕР-1.
3. Куст скважин ЕР-2.
4. Куст скважин НР-1.
5. Куст скважин WР-1 (строящийся объект).
6. Вахтовый поселок.
7. Новый вахтовый посёлок (строящийся объект).

Шесть объектов хозяйственной деятельности поставлены на государственный учет в качестве объектов НВОС, и внесены в публичный федеральный реестр ОНВ. Сведения об объектах НВОС ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Сведения об объектах негативного воздействия

№ п/п	Наименование ОНВ	Код ОНВ, дата регистрации	Категория
1.	Куст скважин ЕР-1	11-0183-001104-П от 01.06.2017	I

№ п/п	Наименование ОНВ	Код ОНВ, дата регистрации	Категория
2.	Куст скважин EP-2	11-0183-001105-П от 01.06.2017	I
3.	Куст скважин NP-1	11-0183-001106-П от 01.06.2017	I
4.	Куст скважин WP-1	11-0183-001107-П от 01.06.2017	I
5.	Куст 108 (ЦПС) и система промысловых трубопроводов	11-0183-001108-П от 01.06.2017	I
6.	Вахтовый поселок	11-0183-001103-П от 01.06.2017	III

1.1 Описание объекта НВОС Куст 108 (ЦПС) и система промысловых трубопроводов

Объект НВОС Куст 108 (ЦПС) и система промысловых трубопроводов является основным промышленным объектом компании. Расположен в центральной части Харьягинского месторождения в 1,4 км юго-западнее моста автодороги Усинск - Нарьян-Мар. Объект НВОС включает в себя установку по подготовке нефти, куст скважин 108, основные складские помещения, диспетчерские пункты, административные помещения и систему промысловых трубопроводов.

К рассматриваемому объекту относятся следующие подразделения:

- 1) производственный участок;
- 2) вспомогательные производственные подразделения общего назначения;
- 3) административные и бытовые подразделения;
- 4) система промысловых трубопроводов.

Производственный участок включает:

- куст скважин 108;
- участок подготовки нефти;
- установку подготовки воды;
- систему топливного газа;
- систему теплоснабжения;
- систему дизельного топлива;
- систему дозирования химических реагентов;
- дренажные системы;
- факельную систему;

- систему электроснабжения;
- систему аварийного электроснабжения;
- объекты Газовой программы.

Куст скважин 108. По состоянию на 01.04.2020 г. фонд эксплуатируемых скважин куста 108 включает 24 скважины, в том числе, 14 нефтедобывающих скважин, 8 водонагнетательных скважин, 2 скважины по добыче воды, направляемой на производственные нужды - закачку в пласт для поддержания необходимого уровня пластового давления.

Для управления скважинами установлены два модуля управления, один для северной и другой для южной группы скважин, на которых осуществляется мониторинг состояния скважин и выкидных линий, активация сигнализации и системы аварийного останова по сигналам из центрального пульта управления (ЦПУ).

Для дозировки реагентов (ингибитора коррозии, деэмульгатора, моноэтиленгликоля, пеногасителя) в устья скважин на территории объекта функционирует стационарная система дозировки реагентов. Реагенты подаются из централизованной системы реагентного хозяйства.

В целом, технологическая схема куста скважин 108 аналогична схеме для остальных кустов скважин, приведённой ниже.

Участок подготовки нефти. Нефтяной флюид, добываемый из скважин, может быть направлен как в тестовый, так и в рабочий манифольд. При отсутствии необходимости испытания скважин, нефть из одной или нескольких скважин направляется одновременно через тестовый и рабочий сепараторы. Из тестового манифольда поток нефти направляется в трехфазный тестовый сепаратор, рассчитанный на подготовку 1590 м³/сутки. Большая часть нефтяного флюида, добываемого из скважин в нормальном режиме, через рабочий манифольд направляется во входной трехфазный сепаратор, рассчитанный на 4770 м³ нефти/сутки, где происходит отделение воды и газа от нефти. Попутная вода, отделенная во входном сепараторе, направляется на установку подготовки воды для удаления из нее нефти.

Частично сепарированная нефть из входного сепаратора направляется в теплообменник, где подогревается горячей стабилизированной нефтью, поступающей из куба стриппинг-колонны.

На выходе из теплообменников нефть смешивается и поступает в 3-х

фазный сепаратор 2-й ступени для дополнительной сепарации нефти, воды и газа.

На входе в сепаратор 2-й ступени частично отсепарированная нефть, с помощью смесительного клапана, смешивается с водой, подаваемой из электродегидратора. За счёт этого снижается содержание солей в воде, отделяемой в сепараторе.

Далее, с помощью насосов жидкость из сепаратора 2-й ступени подается в электродегидратор, где происходит глубокое обезвоживание и обессоливание нефти. На входе в электродегидратор, перед смесительным клапаном в поток сырой нефти добавляется пресная вода для уменьшения концентрации соли в водной фазе, т.е. для удаления соли из нефти. Степень разделения воды и нефти усиливается под действием электростатического поля, создаваемого между электродами электродегидратора. Отделенная вода направляется на смесительный клапан сепаратора 2-й ступени.

Обезвоженная нефть, с содержанием воды менее 0,2 % (по объему), из электродегидратора подается в стриппинг-колонны, где происходит удаление из нефти H_2S и окончательная стабилизация продукта за счет контакта с горячим паром, образуемом в ребойлерах.

Нефть из нижней части колонн подается обратно в кубы колонн циркуляционными насосами через ребойлеры, где происходит разогрев продукта до температуры примерно 120 °С. Стабилизированная нефть откачивается из колонн насосами.

Стабилизированная нефть из первой стриппинг-колонны поступает в трубную зону теплообменника, где используется для подогрева продукта, выходящего из входного сепаратора. Нефть из второй стриппинг-колонны поступает в межтрубную зону теплообменника, где происходит подогрев жидкости выходящей из тестового сепаратора.

Далее, стабилизированная и охлажденная в теплообменниках нефть, поступающая из двух стриппинг-колонн, смешивается и направляется в конечный охладитель товарной нефти, для окончательного охлаждения перед отгрузкой. Температура нефти на входе в экспортный трубопровод поддерживается около 65 °С.

Охлажденная нефть подается на узел учета нефти и, затем, подается в экспортный трубопровод. Узел учета нефти является комплектной установкой, в состав которой входят 3 расходомера, замерный контур ТПУ, устройства отбора проб и все приборы для обеспечения коммерческого качества измерений.

После замерного узла нефть направляется в трубопровод внешнего транспорта (экспортный трубопровод). При этом ведется постоянный мониторинг и передача значений рабочего давления в конечной точке трубопровода с контролем на ЦПУ.

Установка подготовки воды. Для поддержания пластового давления в нефтедобывающих скважинах Харьягинского месторождения на кусте скважин 108 эксплуатируется 8 водонагнетательных скважин. Для нагнетания используется попутная вода, поступающая из установки подготовки нефти, а также, в случае недостатка попутной воды, используется подогретая пресная вода, добываемая из двух скважин юрской воды.

До закачки в нагнетательные скважины попутная вода, загрязненная нефтью, проходит обработку на установке подготовки воды. Попутная вода из входного сепаратора, тестового сепаратора и сепаратора 2-й ступени направляется в водонефтяной сепаратор (производительностью 60 000 баррелей в сутки), где осуществляется первоначальная очистка воды от нефти и далее - в гидроциклонную установку (производительностью 20 000 баррелей в сутки), где осуществляется окончательная сепарация нефти и воды. Отделенная нефть возвращается в сепаратор второй ступени.

Обработанная вода, перед нагнетанием в пласт, направляется в накопительную емкость для нагнетания воды, откуда насосами подается к главным нагнетательным насосам, а затем в нагнетательные скважины.

Пресная вода из двух скважин проходит через штуцеры на устье скважин и подается на установку. На каждой скважине установлена панель управления, с которой осуществляется мониторинг состояния данной скважины и ее дебет, а также передаются необходимые сигналы аварийной сигнализации и команды на закрытие из ЦПУ.

Поступающая из скважин пресная вода проходит через фильтры грубой очистки и фильтры тонкой очистки, затем нагревается горячим теплоносителем (Терминол 59) в трубной зоне теплообменника пресной воды до температуры примерно 50 °С. Температура воды, поступающей в последующее технологическое оборудование: емкость воды для разбавления (производительностью 5 000 баррелей в сутки) и в емкость воды для нагнетания (производительностью 40 000 баррелей в сутки), контролируется регулированием потока теплоносителя через теплообменник.

Система топливного газа. Газ из входного сепаратора подается в

сепаратор топливного газа высокого давления, где из него отделяются унесенная жидкость и образовавшийся конденсат. Газ из тестового сепаратора может подаваться как в сепаратор топливного газа высокого давления, так и в сепаратор топливного газа низкого давления.

Из сепаратора топливного газа высокого давления сухой газ поступает в электрический подогреватель, предназначенный для подогрева топливного газа и предотвращения образования конденсата в оборудовании ниже по потоку. Нагретый топливный газ при температуре 60 °С направляется сначала в фильтры топливного газа, а затем к системе дополнительной фильтрации газа основных генераторов электроэнергии.

Поток сухого газа из сепаратора также направляется в емкость топливного газа низкого давления, где при рабочем давлении сосуда в 3 кг/см² из него испаряется вся жидкость. Сухой газ из сепаратора направляется в коллектор топливного газа низкого давления, откуда поступает для использования в качестве топлива в печах подогрева теплоносителя, а также для продувки факельной системы. На выходных линиях сепараторов топливного газа низкого давления предусмотрена переключательная задвижка для обеспечения бесперебойной подачи топливного газа низкого давления всем потребителям в случае поочередной остановки тестового или входного сепаратора, и системы топливного газа высокого давления.

Система теплоснабжения. Система теплоснабжения обеспечивает теплоносителем следующих потребителей: ребойлеры стриппинг колонн, змеевики подогрева воздушного холодильника нефти, системы вентиляции и отопления зданий и технологических помещений, теплообменник-подогреватель пресной воды.

Для подогрева теплоносителя (Термиол 59) используются три установки X-4401, X-4402, X-4403. Основным топливом для установок подогрева теплоносителя служит топливный газ, две установки (X-4401, X-4402) предназначены также для работы на дизельном топливе.

Система дизельного топлива. Система дизельного топлива обеспечивает дизельным топливом аварийные дизельгенераторы, установки подогрева теплоносителя и двухтопливные газотурбинные установки.

Резервуар хранения дизельного топлива емкостью 80 м³ периодически пополняется из автоцистерн. Резервуар хранения оборудован змеевиковым электрическим подогревателем для поддержания вязкости содержимого резервуара в заданных рабочих пределах.

Резервуар хранения дизельного топлива емкостью 50 м³ пополняется с помощью перекачки топлива из резервуара емкостью 80 м³ насосами. С помощью этих же насосов топливо из резервуара емкостью 80 м³ через фильтры подается к потребителям.

Система дозирования химических реагентов. Для технологических целей и защиты оборудования во время простоя на объекте НВОС используются химические реагенты. Система дозирования химических реагентов состоит из:

- установки дозирования реагентов;
- комплектной установки дозирования реагентов в сырую нефть (реагенты: ингибитор коррозии, пеногаситель, деэмульгатор);
- установки дозирования химреагентов в систему водоподготовки (реагенты: биоцид, ингибитор коррозии);
- установки дозирования моноэтиленгликоля.

Дренажные системы. На территории объекта НВОС функционируют закрытая и открытая дренажные системы.

В закрытой дренажной системе собираются жидкие углеводороды из технологических трубопроводов и вспомогательных инженерных сетей.

Открытый дренаж установки состоит из системы сбора жидкости из технологических модулей, емкостей открытого дренажа, насосов, обеспечивающих возврат жидкости в процесс подготовки нефти.

Факельная система. Факельная система состоит из оголовка факела, 3-х пилотных газовых горелок, трубопровода подачи газа, системы розжига запальной горелки и устройств управления.

Все газовые потоки от оборудования установки соединяются в сборном коллекторе, и направляются в факельный сепаратор, в котором жидкие углеводороды отделяются от потока газа. Газ из сепаратора поступает в факельную систему, в которой происходит сжигание газа.

Воздуходувки, расположенные у основания факельного ствола, обеспечивают беспламенное сжигание газа при нормальных условиях.

Конденсат из факельного сепаратора периодически перекачивается для вовлечения в процесс насосами в емкость закрытого дренажа.

Система электроснабжения. Электроснабжение потребителей осуществляется от собственной электрогенерирующей системы. Ее конструкция является модульной и была рассчитана на повышение потребности в электроэнергии после запуска в эксплуатацию 2 очереди завода. На предприятии

установлены 4 генератора с приводом от турбин мощностью около 6,08 МВт (6,75 МВт по стандарту МЭС). В нормальном режиме в работе находятся 3 генератора, четвертый находится в резерве. Система рассчитана на автоматическое и ручное распределение нагрузки между генераторами. Основные генераторы работают параллельно в синхронном режиме. Управление генераторами является автоматическим с возможностью ручной блокировки автоматики.

Газотурбинная электростанция (ГТЭС) рассчитана на питание топливным газом из входных сепараторов. Кроме того, два генератора имеют возможность переключения на работу на дизельном топливе при недостатке топливного газа. Каждый генератор управляется с отдельной панели управления установкой.

Система аварийного электроснабжения. Для аварийного электроснабжения на объекте НВОС размещены три дизельных генератора. Мощность двух составляет 1600 кВт, одного – 1120 кВт.

Генераторы обеспечивают питание основных потребителей при полном отказе основного электроснабжения. При необходимости они могут работать параллельно на нагрузки, присоединенные к распределительным щитам и на устройства поверхностного нагрева, а также обеспечивать «темный пуск» всего оборудования завода. Аварийные генераторы рассчитаны запуститься и принять полную нагрузку в течении 15 секунд после потери основного питания. Дизель-генератор рассчитан на запуск без подведения электроэнергии извне.

Аварийные генераторы могут отдавать полную мощность не менее 24 часов после отказа или остановки основных генераторов.

Объекты Газовой программы. С 2017 года на рассматриваемой промышленной площадке ведутся работы по строительству производственных мощностей, эксплуатация которых позволит повысить уровень полезного использования попутного нефтяного газа. Основными объектами Газовой программы являются: газопровод товарного газа, комплексная установка подготовки газа, газотурбинная установка выработки электроэнергии.

Вспомогательные производственные подразделения общего назначения:

- химико-аналитическая лаборатория;
- пункт приема дизтоплива;
- ремонтно-механическая мастерская;
- склад материалов;

- автостоянки;
- площадки накопления отходов;
- пожарная станция;
- медпункт.

Химико-аналитическая лаборатория. В лаборатории проводятся анализы сырой нефти, воды добытой из скважин, нефти, отправляемой на экспорт, топливного газа, газа подаваемого на факел, экспортного газа.

Пункт приема дизтоплива. Пункт приема дизтоплива предназначен для перекачивания дизельного топлива, привезенного на территорию объекта в автоцистернах в самый крупный резервуар дизельного топлива - резервуар хранения дизельного топлива ёмкостью 80 м³.

Ремонтно-механическая мастерская. Мастерская предназначена для ремонта и технического обслуживания автотранспортных средств, находящихся на балансе предприятия: замена масел и масляных фильтров, замена покрышек, замена воздушных фильтров и прочие виды ремонта.

Склад материалов. На складе хранятся товары, необходимые для функционирования административного комплекса Общества (расходные материалы для оргтехники, канцтовары, спецодежда, СИЗ и др.).

Административные и бытовые подразделения:

- главный офис;
- столовая;
- пост охраны (КПП).

Главный офис. Главный офис представляет собой 2-этажное здание. В офисе работает административно-технический состав Общества.

Столовая. В столовую, расположенную на территории рассматриваемого объекта, доставляется готовая пища из столовой вахтового поселка и осуществляется раздача и прием пищи.

Пост охраны (КПП). На посту охраны круглосуточно дежурят 2 охранника.

Система промысловых трубопроводов

Система промысловых трубопроводов представлена нефтесборными трубопроводами, высоконапорным водоводом и газопроводом товарного газа. Сведения о трубопроводах приведены в Таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Сведения о трубопроводах

п/п	Наименование нефтепровода	Длина, м	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм
1	2	3	4	5
1.	Куст 108 – ГНС	7100	200	10
2.	Куст NP-1 – ЦПС	10400	168	18,3
3.	Куст EP-1 – ЦПС	8391,52	219,1	14,3
4.	Куст EP-2 – точка врезки	1407	219,1	14,3
5.	Высоконапорный водовод «ЦПС–ЕП1»	7422,5	219,1	20,6
6.	Газопровод товарного газа Ду 200 «ЦПС – ДНС 5»	18257	219,1	9,5

1.2 Описание объектов НВОС Куст скважин EP-1, Куст скважин EP-2, Куст скважин NP-1, Куст скважин WP-1

Объект НВОС Куст скважин EP-1 расположен на 4,5 км восточнее куста скважин 108 на левом берегу р. Колва.

Объект НВОС Куст скважин EP-2 расположен в 3,2 км северо-северо-восточнее куста скважин 108 на правом берегу р. Лёк-Харь-Яга.

Объект НВОС Куст скважин NP-1 расположен в 6,3 км севернее куста скважин 108 на правом берегу р. Лёк-Харь-Яга.

Объект НВОС куст скважин WP-1 расположен в 4,2 км северо-северо-западнее куста скважин 108. В настоящий момент производятся строительные работы на объекте НВОС Куст скважин WP-1. Планируемая дата ввода объекта в эксплуатацию 31.12.2022 г.

На рассматриваемых объектах НВОС приняты одинаковые технологические схемы.

Кусты скважин включают следующие объекты:

- 1) устья нефтедобывающих скважин;
- 2) скважинные укрытия;
- 3) измерительная установка (предназначена для измерения расхода продукции скважин по компонентам: газ, нефть, вода);
- 4) установка дозирования химических реагентов;

- 5) установка запуска средств очистки и диагностики трубопроводов (для осуществления запуска средств очистки и диагностики промышленных трубопроводов);
- 6) технологические трубопроводы;
- 7) эстакада технологических трубопроводов;
- 8) кабельная эстакада;
- 9) емкость для сбора дренажа с технологического оборудования, сборного и замерного коллекторов (25 м³);
- 10) аварийная свеча рассеивания;
- 11) блок гребенок;
- 12) аварийный кустовой клапан отсекающий;
- 13) кустовая трансформаторная подстанция;
- 14) прожекторная мачта;
- 15) гидропанели;
- 16) молниеотводы;
- 17) станции управления УЭЦН;
- 18) блок нагревательной и вентиляционной системы;
- 19) емкость хранения дизельного топлива;
- 20) аварийные дизельные генераторы;
- 21) система электрообогрева коллекторов (греющий кабель).

Сведения о количестве и назначении скважин, расположенных на кустовых площадках, приведены в Таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Сведения о количестве и назначении скважин

№ п/п	Наименование объекта НВОС	Количество скважин		
		добывающие	водозаборные	нагнетательные
1.	Куст скважин EP-1	15	-	4
2.	Куст скважин EP-2	13	-	5
3.	Куст скважин NP-1	7	-	-

Технологическая схема кустовой площадки скважин обеспечивает:

- герметизацию устья скважин и направление потока добываемой жидкости в технологические трубопроводы (система нефтесбора и нефтезамера);

- сбор и транспортировку добываемого флюида в систему внутривидовых трубопроводов;
- обогрев всех трубопроводов и технологического оборудования;
- измерение расхода продукции скважин, по компонентам: газ, нефть, вода;
- закачку химических реагентов в выкидные трубопроводы после устьевого арматуры;
- проведение мероприятий по очистке промысловой системы нефтесбора;
- обеспечение автоматической защиты персонала и оборудования в нештатных ситуациях;
- сбор дренажей от рабочих трубопроводов.

Помимо добычи нефти на территориях кустовых площадок могут производиться буровые работы и работы по капитальному ремонту скважин (КРС).

1.3 Описание объекта НВОС Вахтовый посёлок, Новый вахтовый посёлок

Объект НВОС Вахтовый посёлок расположен в 5,7 км западно-северо-западнее куста скважин 108.

Вахтовый посёлок включает в себя следующие объекты:

- здания общежитий – 4 шт.;
- столовая на 150 посадочных мест;
- автостоянки;
- пост охраны;
- прачечная;
- медпункт;
- пункт приёма дизельного топлива;
- емкости хранения дизельного топлива объемом 50 м³ – 4 ед.;
- емкости с горячей водой – 2 ед.;
- котельная;
- дизельные генераторные установки 5 ед.;
- насосная перекачки бытовых стоков и очистные сооружения бытовых стоков (60 м³/сут.);
- емкости хранения сточных вод 25 м³ – 2 ед.;
- станция очистки воды и обезжелезивания;
- станция очистки воды (водоподготовка);

- емкости питьевой воды 10 м³ – 2 ед.;
- резервуары противопожарного запаса воды 100 м³ – 2 ед.;
- артезианская скважина WW-1В (для хозяйственно-бытового водоснабжения вахтового поселка).

Новый вахтовый поселок является строящимся объектом, находящимся на расстоянии 1,3 км к западу от куста скважин 108.

2. ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ХАРЬЯГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Климатическая характеристика

По климатическому районированию территория находится в субарктическом поясе в зоне избыточного увлажнения. Для региона свойственна продолжительная зима с большим количеством снега (свыше 30 см) и короткое лето с большим количеством пасмурных дней. По всему району в течение 8 месяцев, начиная с октября и по май, средние месячные температуры воздуха остаются отрицательными и лишь с июня по сентябрь – положительными.

Самый холодный месяц - январь, самый теплый – июль; соответствующие им среднемесячные температуры воздуха – минус 20,3 °С и 13,0 °С. Абсолютный минимум температуры воздуха достигает минус 53 °С, абсолютный максимум равен 32 °С. Средняя годовая температура воздуха отрицательная и составляет минус 4,9°С.

Основную массу атмосферных осадков на территорию Харьягинского месторождения, относящуюся к районам избыточного увлажнения, приносят юго-западные и западные ветры. Величина среднегодового количества осадков превышает величину испарения. Общая сумма осадков составляет 507 мм в год.

Для Харьягинского месторождения характерна высокая повторяемость направлений ветра: зимой преобладают ветра юго-восточного и южного направлений, летом – западного и северо-западного направлений.

Среднегодовая скорость ветра изменяется от 3,7 до 4,6 м/с. В течение всего года средняя месячная скорость ветра остается на уровне 3,7-4,4 м/с летом и 4,5 м/с зимой. Число дней с сильным ветром (10 м/с и более) составляет приблизительно 20 дней в год.

Основные климатические характеристики по месяцам представлены в Таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Основные климатические характеристики Харьягинского месторождения

Месяц	Температура, °С	Скорость ветра, м/с	Количество осадков, мм
Январь	-20,3	4,5	29
Февраль	-19,9	4,5	26
Март	-14,6	4,6	25

Месяц	Температура, °С	Скорость ветра, м/с	Количество осадков, мм
Апрель	-9,2	4,6	31
Май	-0,4	5	33
Июнь	7,8	4,4	40
Июль	13	3,8	63
Август	10	3,7	70
Сентябрь	4,7	4	60
Октябрь	-2	4,3	56
Ноябрь	-11,1	4,4	38
Декабрь	-16,5	4,5	36
Среднегодовое значение	-4,9	4,3	507

2.2. Гидрологическая и гидрохимическая характеристики поверхностных вод

Территория Харьягинского месторождения расположена в среднем течении реки Колва, которая принадлежит к бассейну р. Печора и является правым притоком р. Уса. Общее направление течения р. Колва - с севера на юг. Извилистость реки совпадает с извилистостью долины. Длина реки Колва составляет 564 км, ширина русла - 212-242 м, глубина – 1,4-2,0 м, средняя скорость течения 0,5 м/с, водосборная площадь – 18 100 км².

Речная сеть района расположения объектов ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» представлена рекой Колва и ее притоками: р. Лёк-Харь-Яга и руч. Безымянный.

Территории, прилегающие к объектам Общества, заболочены. В основном, это полигональные, бугристые и эвтрофные болота.

Основным источником питания реки Колва и ее притоков являются атмосферные осадки. В период весеннего половодья проходит 70-80 % годового стока, в отдельные маловодные годы за три месяца проходит до 90 % годового стока.

Годовой ход уровней реки Колва, малых рек и ручьев характеризуется устойчивыми низкими уровнями во второй половине зимы, весенним половодьем, во время которого наблюдаются наивысшие годовые уровни, неустойчивыми летне-осенними уровнями, обусловленными дождевыми паводками.

Поверхностные водотоки и водоемы территории месторождения отличаются низкой температурой.

2.3. Геоморфологическое строение

В формировании рельефа территории и его строении принимают участие полигенетические поверхности выравнивания, расположенные в несколько ярусов.

Денудационная поверхность выравнивания верхнего яруса рельефа среднечетвертичного времени (gm II) занимает северо-западную часть Харьягинского месторождения, приурочена к возвышенности Харьяга-мусюр и имеет абсолютные отметки свыше 115 м.

Аккумулятивная поверхность выравнивания среднего яруса рельефа позднечетвертичного времени (Igl, Ia III) занимает практически всю территорию месторождения, в ее пределах выделяются две генетические поверхности: озерно-аллювиальная и лагунно-озерная. Аккумулятивная озерно-лагунная поверхность выравнивания располагается в центральной и южной части месторождения и приурочена к абсолютным отметкам от 80 до 100 м. Абсолютные отметки в районе Куста 108 изменяются от 88,8 до 94,6 м. В целом поверхность выравнивания характеризуется плоским рельефом и представлена заболоченной заозеренной низиной, в пределах которой развиты торфяники, торфяные и термокарстовые озера. Поверхность значительно дренирована.

Эрозионно-аккумулятивный рельеф (a III-IV) представлен сетью ручьев и рек и формируется с плавным падением к долине реки Колва. В долинах рек Лёк-Харьяга и Колва наблюдаются значительные перепады высот от водораздельных поверхностей к урезу воды.

2.4. Ландшафтные условия

Территория Харьягинского месторождения расположена в пределах Колвинского ландшафтного района Большеземельской провинции, включающего южно-тундровую подпровинцию. Район расположения объектов нефтедобычи находится в пределах ландшафта лагунно-озерной равнины среднего яруса рельефа, тип местности – плосколожбинный с тундрами. Отложения имеют глинисто-суглинистый состав.

Типы местности подразделяются на следующие урочища:

- 1) залесенных склонов водоразделов:
 - *плоские кочковатые заболоченные с еловыми кустарничково-сфагновыми рединами и травяно-сфагновыми мочажинами;*

- *холмистые и пологоволнистые дренированные с елово-березовыми редколесьями и рединами;*
- 2) *пляжей, кос, мелких ручьев и полос стока:*
 - *пляжи и косы с фрагментами растительного покрова;*
 - *ложбины и полосы стока с разнотравно-сфагновыми извьяками;*
- 3) *постоянно переувлажненные (болотные) равнины:*
 - *комплексные кочковатые травяно-моховые болота (термокарстовые понижения);*
- 4) *урочища торфяников водораздельных равнин:*
 - *плоские торфяники в комплексе с мелкобугристыми тундрами;*
 - *выпуклобугристые торфяники кустарниково-мохово-лишайниковые с ерниково-осоково-сфагновыми межблочными понижениями;*
- 5) *тундровые урочища водораздельных равнин и придолинных комплексов:*
 - *слабодренированные пологоволнистые кочковатые и мелкобугристые тундры кустарничково-мохово-лишайниковые с травяно-сфагновыми мочажинами.*

Имеются также техногенно нарушенные участки, образовавшиеся в местах, где происходили многочисленные нарушения почвенно-растительного покрова беспорядочным движением гусеничных транспортных средств при производстве геологоразведочных работ. Благодаря процессам самозарастания растительность этих участков представлена вторичными сообществами.

2.5. Почвенные условия

В системе почвенного районирования [27] район расположения Харьягинского месторождения относится к умеренно-континентальной Северо-Европейской провинции тундровых глеевых дифференцированных, глееподзолистых и болотных почв южнотундровой подзоны тундровой зоны.

Аллювиальные почвы (А) формируются в поймах рек, характеризуются пойменным водным режимом и занимают незначительные территории на карте в силу малой разработанности пойменных долин. Это определяет преобладание мелкоконтурных сочетаний аллювиальных почв.

Аллювиальные дерново-глеевые почвы развиваются на увалах прирусловой и центральной частей поймы реки Колва. Они достаточно хорошо

дренированы, но признаки оглеения в верхней части профиля присутствуют повсеместно. В профиле развит дерновый горизонт Ад (мощностью 4-6 см), сложенный иловато-пылеватым наилком, под которым залегает гумусовый горизонт А1 (мощностью 20-40 см), коричневый с ржавыми пятнами оглеения, ниже которого идет светлый сизовато-серый глееватый горизонт Вg, переходный к породе, представленной светло-серым тонкослоистым супесчано-песчаным аллювием.

Аллювиальные болотные почвы развиты в долинах малых рек и ручьев. В профиле выделяются торфянисто-перегнойный горизонт (мощностью 8-15 см), сырой, коричневый, переплетенный корнями и заполненный суглинистым наилком. Под ним развит перегнойный горизонт (мощностью 10-50 см), сырой, темно-коричневый, хорошо разложившийся торф с примесью иловатых частиц, ниже идет тонкопесчано-суглинистый аллювий. Почвы кислые и среднекислые, максимум в обменной кислотности отмечается в верхней части профиля. Почвы богаты обменными основаниями.

Комплексы почв. Комплекс глее-подзолистых пропитанно-гумусовых и глее-подзолистых пропитанно-гумусовых сухоторфянистых почв (Пгп) характерен для ландшафтов редколесий. Комплексы этого типа занимают наиболее дренированные территории приречных увалов и характеризуются промывным водным режимом. Микрорельеф выражен редкими криогенными бугорками высотой 10-12 см и диаметром 30-40 см.

Глее-подзолистые пропитанно-гумусовые почвы развиты на основной поверхности и являются зональными почвами лесотундры. Лес березово-еловый, изреженный, низкорослый, в подлеске часто встречается карликовая береза высотой до 1 м, в наземном покрове гипновые мхи с примесью ягеля, лесной хвощ, голубика, много багульника. В профиле почв выделяется лесная подстилка А0 мощностью 4-7 см в виде темно-коричневых плохо разложившихся остатков мхов и древесно-кустарничкового опада. Под нею залегает грязно-серого цвета, суглинистый, оглееный подзолистый горизонт мощностью 4-6 см. Ниже следует светло-коричневый суглинистый горизонт, который постепенно переходит в бурую суглинистую материнскую почву. Почвы характеризуются сильнокислой реакцией, высокой гидролитической кислотностью, они бедны обменными основаниями. Характерной особенностью этих почв является высокое содержание гумуса и глубокое проникновение его по профилю.

Глееподзолистые пропитанно-гумусовые сухоторфянистые почвы составляют второй компонент комплекса, приурочены к бугоркам и отличаются от глее-подзолистых пропитанно-гумусовых несколько большей (до 15-18 см) мощностью торфяной подстилки.

Комплекс тундровых поверхностно-глеевых дифференцированных, тундровых поверхностно-глеевых дифференцированных сухоторфянистых почв (Тпг) распространен в мелкоерниковой, мохово-кустарничковой тундре и приурочен к дренированным поверхностям территорий, сложенных суглинистыми породами. Формируется под ерниковой, ивняково-ерниковой моховой и лишайниково-моховой растительностью. Микрорельеф по сравнению с типичной тундрой выражен хорошо. Он представлен бугорками высотой 25-50 см, выровненными поверхностями и лишенными растительности пятнами.

Тундровые поверхностно-глеевые дифференцированные почвы приурочены к расположенным между бугорками выровненным поверхностям. В профиле почв выделяется маломощная подстилка (мощность 3-6 см), под которой располагается грязно-бурый оглееный горизонт. Иногда подстилка отсутствует и тогда под моховым покровом развивается сизовато-бурый горизонт мощностью 4-5 см; ниже горизонта залегает сизый или голубовато-сизый глеевый тиксотропный горизонт (15-25 см). Под тиксотропным горизонтом оглеение резко снижается и на глубине 25-35 см оно морфологически не выражено.

Верхняя часть (до 40-45 см) неоглееного горизонта бесструктурна, имеет светло-бурую или палевую окраску; в нижней части до 95-115 см хорошо выражена комковато-ореховая структура, на фоне бурой окраски обычна кремнеземистая присыпка. Глубже залегает горизонт, содержащий значительное количество охристо-коричневых пятен и бобовин гидроксида железа. Их особенно много над слоем постоянной мерзлоты, залегающей в этих почвах на глубине 90-120 см.

Надмерзлотные горизонты часто оглеены. По гранулометрическому составу и химическим свойствам профиль почв достаточно четко дифференцирован. Верхние горизонты обеднены илом и полуторными окислами и обогащены кремнекислотой. С глубиной наблюдается постепенное увеличение содержания ила. Максимум полуторных окислов отмечается над мерзлотой. Реакция почвенного раствора сильно кислая, с глубиной кислотность постепенно снижается до средне кислой. Верхние горизонты рассматриваемых почв обеднены основаниями, содержат значительное количество кислого, натечного, бесцветного

гумуса. С глубиной отмечается заметное увеличение содержания оснований, уменьшение содержания гумуса и снижение гидролитической кислотности почвы.

Тундровые поверхностно-глеевые дифференцированные сухоторфянистые почвы образуют второй компонент комплекса. Они приурочены к бугоркам высотой 25-50 см.

Комплекс болотно-тундровых торфяно-(торфянисто-)глеевых и болотно-тундровых сухоторфяно-(сухоторфянисто-) глеевых почв (Тбм) занимает межувалистые понижения и центральные части плоскоравнинных водоразделов и характеризуются мерзлотно-застойным водным режимом. Наземный покров сфагново-политриховый, обилие карликовой березы и полярной ивы. микрорельеф бугорковый, к ним приурочен багульник.

Между бугорками развиты **болотно-тундровые торфяно- (торфянисто-) глеевые мерзлотные почвы**. Торфянистый горизонт имеет мощность до 20 см, а торфяной – 20-50 см. Профиль этих почв слабодифференцирован, под торфяным (торфянистым) горизонтом АО (мощностью обычно 20-30 см) залегает сизо-бурый с коричнево-ржавыми пятнами глеевый горизонт, содержащий до 5-6 % вмытого иллювиального гумуса. В нижней части профиля его содержание также велико (на глубине 50-60 см – около 3 %). Почвы имеют кислую реакцию, верхний минеральный глеевый горизонт обеднен основаниями. Мерзлота фиксируется на глубине 40-50 см.

Болотно-тундровые сухоторфяно- (сухоторфянисто-) глеевые мерзлотные почвы, образующие второй компонент комплекса, занимают бугорки. Строение профиля этих почв аналогично строению профиля болотно-тундровых торфяно- (торфянисто-) глеевых почв. От последних они отличаются обычно большей мощностью органогенного торфяного горизонта. Мерзлота в них залегает на глубине 30-40 см.

Комплекс тундровых остаточнo-торфяных мерзлотных и болотных верховых мерзлотных почв (Тмот) приурочен к центральным частям плоских водоразделов, замкнутым понижениям лагунно-озерной равнины с застойно-мерзлотным водным режимом. Является характерным для ландшафтов территории, занятых плоскобугристыми болотами.

В данном комплексе **тундровые остаточнo-торфяные мерзлотные почвы** бугров преобладают над болотными верховыми почвами мочажин. Размеры и формы бугров разнообразны, высота бугров варьирует от 60 до 150 см, ширина их может достигать 10-12 м. Бугры с поверхности покрыты лишайниками (в основном

ягелем) и ксерофильным политрикумом, много морошки, присутствует андромеда, водяника, багульник, карликовая береза, а также карликовые формы голубики и брусники. Мощность торфа на буграх 80-90 см и более, торф темно-коричневый, хорошо разложившийся, в верхней части преобладает фускум торф, в нижней – древесно-травяной. Торф с глубины 20-30 см – мерзлый. Торф бугра – кислый (рН_{сол} в верхней части 2,6, в нижней – 3,1-3,9); гидролитическая кислотность 100-140 мг-экв/100 г почвы, содержание обменного водорода (по Гедройцу) [Орлов Д.С., 1986] варьирует от 45 до 60 мг-экв/100 г почвы, содержание обменных оснований колеблется в пределах 13-25 мг-экв/100 г почвы. В настоящее время торфообразование на бугре не происходит, в результате чего формируется своеобразные остаточно-торфяные почвы на биогенной почвообразующей породе.

В комплексе с тундровыми остаточно-торфяными мерзлотными почвами в понижениях между буграми развиты **болотные верховые мерзлотные почвы**. Это почвы обводненных мочажин со сплошным сфагновым покровом, обилием пушицы и осоки. Профиль болотных верховых мерзлотных почв состоит из соломенно-желтого цвета сфагнового очеса мощностью до 40 см. ниже идет мерзлый светло-коричневый сфагновый торф. Торф кислый, содержание подвижного железа высокое. В мочажинах идет современное торфонакопление. Постоянная мерзлота залегает на глубине 60-80 см.

Комплекс тундровых остаточно-торфяных мерзлотных и болотных верховых почв (Тот) аналогичен описанному выше комплексу (Тмот) и отличается отсутствием мерзлоты в болотных торфяных почвах мочажин. Этот комплекс отражает почвенный покров выпуклобугристых торфяников. Высота бугров 2-3 м, протяженность до 10-20 м. Растительность на буграх аналогична предыдущему комплексу (Тмот), характер торфа и его свойства также близки, мерзлота залегает на глубине 40-60 см. Между буграми – в мочажинах – со сфагновыми мхами развиты болотные верховые почвы, в летний период мерзлота в них отсутствует.

3. СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ОКАЗЫВАЕМОЕ НЕГАТИВНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Сведения о состоянии окружающей среды и об оказываемом негативном воздействии на окружающую среду при нормальном режиме эксплуатации объектов, получены из данных локального экологического мониторинга окружающей среды и производственного экологического контроля, регулярно проводимых на объектах ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга».

3.1. Атмосферный воздух

Исследования состава атмосферного воздуха на Харьягинском месторождении проводились в период 2017-2019 гг. в рамках локального экологического мониторинга. Проведенные исследования указывают на стабильность состава определяемых компонентов в атмосферном воздухе. Содержание загрязняющих веществ, таких как азота диоксид, азот (II) оксид, сера диоксид, дигидросульфид, углерод оксид, сумма углеводородов, соответствует требованиям гигиенических нормативов [9, 10]. Значения многих показателей находятся ниже предела обнаружения.

Для оценки негативного влияния основного источника выброса ЗВ в атмосферный воздух – факельной установки – в 2017-2019 гг. в рамках производственного экологического контроля проводились подфакельные наблюдения по следующим компонентам: азота диоксид, азот (II) оксид, углерод (сажа), сера диоксид, дигидросульфид, углерод оксид, метан, бенз(а)пирен, метантиол, этантиол. Концентрации всех, представленных выше загрязняющих веществ, составляли менее соответствующих ПДК или ОБУВ.

Кроме факельной установки вклад в загрязнение атмосферного воздуха вносят следующие источники объектов добычи и подготовки нефти:

- дизельные генераторы и газотурбинные генераторы;
- установки подогрева теплоносителя;
- неплотности запорной арматуры и фланцевых соединений;
- автотранспорт и строительная техника.

Для оценки загрязнения атмосферного воздуха в районе расположения объектов НВОС Вахтовый посёлок и Новый вахтовый посёлок в рамках производственного экологического контроля проводились исследования

атмосферного воздуха по следующим компонентам: азота диоксид, азот (II) оксид, углерод (сажа), сера диоксид, дигидросульфид, углерод оксид, углеводороды сумма. Концентрации всех, представленных выше загрязняющих веществ, находятся в пределах соответствующих ПДК или ОБУВ.

3.2. Снежный покров

Длительный зимний период на территории месторождения делает наблюдения за снежным покровом довольно информативным фактором.

Фактически снежный покров отражает загрязнение атмосферы и принимает на себя взвеси и продукты рассеивания при сгорании попутного нефтяного газа и различных видов топлива.

Исследования 2017-2019 гг. показали превышения ПДК_{рх} [11] по меди и цинку в талой воде.

Наибольшая вероятность загрязнения снежного покрова связана с поступлением загрязняющих веществ от следующих источников:

- факельная установка;
- дизельные генераторы и газотурбинные генераторы;
- автотранспорт и спецтехника.

3.3. Поверхностные воды

Поверхностные воды исследуемой территории имеют низкую минерализацию, слабокислую и нейтральную реакцию. Экологический мониторинг, проведённый в 2018-2019 гг., не выявил аномального загрязнения по большинству исследуемых компонентов.

Наиболее типичные превышения ПДК_{рх} [11] в поверхностных водах отмечаются по марганцу, что связано с особенностями местных природных вод. Также часто встречаются повышенные значения по нефтепродуктам, показателям ХПК и БПК₅, взвешенным веществам. Реже отмечаются превышения по микроэлементам, в том числе и тяжелым металлам.

Источниками загрязнения поверхностных вод могут быть:

- несанкционированный сброс стоков на водосборные площади или в водотоки;

- нарушение правил сбора и накопления отходов производства и потребления;
- нарушение условий сбора и очистки загрязненных поверхностных стоков с производственных площадок;
- эксплуатация неисправной техники или заправка машин в неположенных местах;
- аварийные ситуации;
- самоочищение атмосферного воздуха от ЗВ, проступающих из организованных и неорганизованных ИЗА.

3.4. Подземные воды

Большинство скважин контроля грунтовых вод вблизи объектов ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» имеет стабильный состав. Большее время года вода скважин находится в состоянии льда, что мешает нормальному массопереносу в системе «почвенный раствор – грунтовые воды.

Типичные превышения ПДК [12] в подземных водах отмечаются по марганцу и железу, что связано с особенностями местных природных вод. Повышенные концентрации наблюдаются по нефтепродуктам и отдельным тяжёлым металлам.

Наиболее вероятными загрязнителями грунтовых вод могут стать:

- утечки химических веществ с места хранения реагентов;
- разливы нефти, нефтепродуктов и подтоварных вод.

3.5. Донные отложения

Точки отбора проб донных отложений водоемов должны совмещаться с соответствующими точками отбора природных вод. По гранулометрическому составу донные осадки имеют песчано-илистый, реже торфяно-илистый состав и характеризуются слабокислой реакцией среды.

Проводимые в рамках экологического мониторинга Харьягинского месторождения исследования донных отложений в 2018-2019 гг. не отмечали значительного загрязнения, что означает, что оседающие привносимые частицы не оказывают существенного влияния на химический состав. Отдельные превышения ПДК наблюдались только по мышьяку [13].

Источниками загрязнения донных отложений могут быть:

- разливы нефтепродуктов и подтоварных вод;

- поверхностный сток с промышленных объектов и дорог.

3.6. Почвенный покров

Почвенный покров Харьягинского месторождения за пределами промышленных объектов подвергается слабому техногенному воздействию. Результаты анализа почв при проведении экологического мониторинга не выявили аномально высоких содержаний по многим исследуемым компонентам в образцах, что говорит об экологически благоприятном состоянии почвенного покрова в целом и на пунктах мониторинга в частности. Визуальных признаков загрязнения почв нефтью, нефтепродуктами и подтоварными водами при проведении мониторинга не обнаружено. В большинстве проб почв с торфяным составом отмечено превышение ПДК по нефтепродуктам [13, 14, 15], что связано с высоким содержанием лабильного органического вещества в торфах. Также в отдельных точках периодически встречаются повышенные содержания валовых форм мышьяка.

В рамках производственного экологического контроля в 2018-2019 гг. проводились исследования почвенного покрова в месте накопления отходов на объекте НВОС Вахтовый посёлок. Результаты исследований указывают, что в образцах проб почв отмечаются превышения ПДК по мышьяку. Превышения по мышьяку в почвах вблизи складирования ТБО встречаются регулярно. Также отмечаются небольшие превышения ПДК(ОДК) для почв по цинку и никелю. Возможно, имеют место быть высокие валовые концентрации никеля и цинка в грунте отсыпки лагеря.

Основными источниками загрязнения почв могут быть:

- аварийные разливы нефти, нефтепродуктов, подтоварных вод, буровых растворов и др.;
- несанкционированный проезд автотранспорта вне обустроенных дорог;
- несанкционированный сброс поверхностных стоков с территорий промышленных площадок;
- продукты сгорания топлива транспортных средств и строительных машин;
- несанкционированное накопление отходов вне специализированных площадок и др.

3.7. Многолетнемёрзлые породы

Проведение геокриологических наблюдений на площадках обусловлено необходимостью наблюдений за динамикой развития естественных природных процессов.

Геокриологические наблюдения включали точечное зондирование глубин сезонно-талого слоя с помощью щупа.

Исследования 2018-2019 гг. показали, что основная часть глубин оттаивания на дренированных участках находится в интервале 30-40 см. Перепады глубин оттаивания между дренированными и заболоченными участками достаточно резкие, поэтому наблюдается практически полное отсутствие точек в интервале 50-100 см.

В большинстве точек с суглинистым составом почв сезонно талый слой находится на глубине более 100 см. В торфяниках величина сезонно-талого слоя колеблется в пределах 25-40 см.

Криотурбационные процессы и бугры пучения не наблюдаются, а очаговые протаивания свыше 100 см связаны с литологическими характеристиками почв.

3.8. Аварийные ситуации

Сведения о состоянии окружающей среды и об оказываемом негативном воздействии на окружающую среду при авариях приняты на основании «Плана по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на объектах Харьягинского месторождения ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» (ПЛРН), разработанного в 2017 году. ПЛРН получил все необходимые согласования с государственными контролирующими органами.

3.8.1. Возможные источники разливов нефти

Возможными источниками разлива могут быть любые технологические объекты и емкости, содержащие нефть и нефтепродукты. К наиболее опасным источникам утечки нефти и нефтепродуктов можно отнести:

- резервуары;
- добывающие скважины;
- нефтепроводы;

- автоцистерны;
- запорная арматура, фланцевые соединения.

Возможными причинами и факторами, способствующими возникновению и развитию аварий, могут быть:

1. Отказы (неполадки) оборудования:
 - физический износ, механические повреждения;
 - отказы приборов КИПиА;
 - коррозия металла внешних, внутренних стенок и днища резервуаров, внутренняя коррозия металла, коррозия металла стенок трубопроводов.
2. Ошибочные действия персонала:
 - несоблюдение правил технической эксплуатации;
 - ошибки при проведении ремонтных, профилактических и других работ, связанных с неустойчивыми переходными режимами.
3. Внешнее воздействие природного и техногенного характера.
4. Противоправные действия людей, приводящие к умышленному созданию аварийной ситуации.

3.8.2. Прогнозирование объёмов и площадей разливов нефти и нефтепродуктов на почве

Прогнозирование объемов разлива нефти и нефтепродуктов на почве выполнено в соответствии с требованиями, установленными [16]:

- стационарные объекты хранения – 100 % объема максимальной емкости одного объекта хранения;
- стационарные добывающие установки – 1500 тонн;
- автоцистерна – 100 % объема;
- трубопровод при разгерметизации – 25 % максимального объема прокачки в течение 6 часов и объем между запорными задвижками на разгерметизированном участке трубопровода;
- трубопровод при проколе – 2 процента максимального объема прокачки в течение 14 дней.

На размеры площади разлива нефти и нефтепродуктов на открытой местности и направление движения пятна влияют:

- время года в момент разлива;

- объем разлива;
- рельеф, подстилающая поверхность и грунты в месте разлива;
- наличие и расстояние защитных сооружений от распространения разлива;
- уровень обводненности местности;
- наличие растительности;
- метеорологические условия;
- время локализации разлива.

Растекание нефтепродуктов происходит в сторону естественного уклона местности, попадая в ямы, канавы дорог, дренажные каналы.

В случае растекания нефти и нефтепродуктов по открытой местности площадь разлива определяется исходя из предположения, что в любой момент времени пролившаяся жидкость имеет форму плоской круглой лужи постоянной толщины.

При разгерметизации резервуара для хранения топлива площадь разлива нефти и нефтепродуктов будет ограничена обвалованием резервуаров.

При разгерметизации скважин площадь разлива нефти будет ограничена обвалованием кустов скважин.

При мгновенном разрушении резервуара, вследствие гидравлического удара, возможен перелив через бетонное обвалование. Разлив нефти и нефтепродуктов за пределами обвалования будет распространяться в сторону естественного уклона местности. Площадь разлива нефти и нефтепродуктов в этом случае будет ограничена естественным повышением рельефа местности.

При разгерметизации автоцистерны во время следования по территории площадки куста разлив нефтепродуктов будет распространяться в сторону естественного уклона местности. Площадь разлива нефтепродуктов в этом случае будет ограничена естественным повышением рельефа местности, а также обвалованием кустовой площадки.

При разгерметизации внутривысотных нефтепроводов разлив нефти будет свободно распространяться в сторону естественного уклона местности. Площадь разлива нефти в этом случае будет ограничена обвалованием кустовой площадки.

Результаты расчёта прогнозируемых объёмов и площадей разливов нефти и нефтепродуктов представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Прогнозируемые объемы и площади разливов нефти и нефтепродуктов на почве

№ п/п	Наименование объекта	Аварийная ситуация	Продукт	Объем разлива		Площадь разлива, м ²
				м ³	т	
1	Площадка куста скважин 108	Разгерметизация скважины	нефть	1805	1500	36100
2	Площадка куста скважин ЕР-1	Разгерметизация скважины	нефть	1805	1500	36100
3	Площадка куста скважин ЕР-2	Разгерметизация скважины	нефть	1805	1500	36100
4	Площадка куста скважин № НР-1	Разгерметизация скважины	нефть	1805	1500	36100
5	Площадка ЦПС	Разгерметизация резервуара (№№ Т-12401, Т-12402)	нефть	5000	4175	6960
6		Разрушение резервуара (№№ Т-12401, Т-12402)	нефть	5000	4175	16960
7		Разгерметизация емкости (№ Т-6301)	дизельное топливо	50	42	51
8		Разгерметизация емкости (№ Т-6302)	дизельное топливо	84,2	71	58
9		Разгерметизация автоцистерны	дизельное топливо	18,5	15,4	370
10	Нефтепровод «Куст 108 – ГНС»	Порыв нефтепровода	нефть	370	308	1850
11		Прокол нефтепровода	нефть	1176	977	5880
12	Нефтепровод «Куст НР-1 – ЦПС»	Порыв нефтепровода	нефть	344	286	1720
13		Прокол нефтепровода	нефть	511	424	2555
14	Нефтепровод «Куст ЕР-1 – ЦПС»	Порыв нефтепровода	нефть	451	375	2255
15		Прокол нефтепровода	нефть	1250	1039	6250
16	Нефтепровод «Куст ЕР-2 – ЦПС»	Порыв нефтепровода	нефть	143	119	715
17		Прокол нефтепровода	нефть	403	335	2015

3.8.3. Прогнозирование объёмов и площадей разливов нефти и нефтепродуктов в акватории

На размеры площади разлива нефти в акватории и на направление движения пятна влияют:

- время года в момент разлива;
- объем вылившейся нефти;
- наличие защитных сооружений на пути движения нефтяного пятна (шлейфа) по поверхности акватории;
- характеристика водотока (водоема);
- наличие по берегам водотоков растительности: древесной, кустарниковой, травянистой;
- метеорологические условия.

При попадании нефти в водотоки, распространение пятна по поверхности водотока зависит от характеристик русловой части водотока: ширины, отметки уровня уреза воды, глубины на пути движения пятна, скорости течения, направления и силы ветра.

На малых водотоках с меандрированным руслом нефть движется по всей ширине водотока. На водотоках шириной 100 м и более движение нефти происходит в виде шлейфа, вытянутого течением.

При разгерметизации подводного перехода нефть распространяется в потоке воды отдельными каплями (до 1,5 см в диаметре), причем, чем выше давление в нефтепроводе, тем меньше диаметр капли. Скорость всплытия капель зависит от их величины и достигает максимума в 12,6 см/с. Мелкие капли радиусом 0,1-0,2 мм перемещаются внутри потока в соответствии с его турбулентной структурой.

При подъеме нефти ко льду с гладкой нижней поверхностью, толщина слоя нефти при свободном растекании остается постоянной и не превышает 7-8 мм. При скоплении нефти под шуговым льдом с шероховатой нижней поверхностью, капли нефти аккумулируются между выступами шероховатости, и толщина слоя нефти определяется рельефом нижней поверхности шуги.

Нефть по нижней поверхности льда перемещается как в виде отдельных капель, так и (при их слиянии) в форме пятен или сплошного ковра. В пленочном виде нефть подо льдом существовать не может, поэтому нижняя поверхность льда нефтью не загрязняется. Поверхность льдин, извлекаемых из загрязненной нефтью открытой воды, на границе вода-лед при контакте с воздухом покрывается пленкой.

Скорость движения образований нефти под ледяным покровом составляет 10-50 % от величины скорости течения воды в подледном слое толщиной около 10 см. Критическая скорость потока, при которой начинается движение нефти подо льдом, составляет 0,06-0,08 м/с. При скоростях течения, не превышающих критического значения, нефть под ледяным покровом остается неподвижной. Если

при этом происходит нарастание толщины льда, то нефть вмерзает в лед в виде капель или линз, оставаясь в жидком состоянии.

Результаты расчета прогнозируемых объемов и площадей разливов нефти в акватории водных объектов при авариях на объектах Харьягинского месторождения ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Прогнозируемые объемы и площади разливов нефти в акватории

№ п/п	Наименование объекта	Аварийная ситуация	Наименование водного объекта	Продукт	Объем разлива		Площадь разлива, м ²
					м ³	т	
1	Нефтепровод «Куст 108 – ГНС»	Порыв нефтепровода	р. Колва	нефть	294	245	58800
2		Прокол нефтепровода		нефть	1176	977	235200
3	Нефтепровод «Куст ЕР-1 – ЦПС»	Порыв нефтепровода	р. Колва	нефть	317	264	63400
4		Прокол нефтепровода		нефть	1250	1039	250000
5	Нефтепровод «Куст ЕР-2 – ЦПС»	Порыв нефтепровода	р. Лёк-Харьяга	нефть	143	119	28600
6		Прокол нефтепровода		нефть	403	335	80600

3.8.4. Последствия возможного разлива нефти и нефтепродуктов при авариях

Вероятными последствиями возможного разлива нефти и нефтепродуктов при авариях на объектах Харьягинского месторождения ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» являются:

- выброс в атмосферу загрязняющих веществ в результате испарения нефти и нефтепродуктов с поверхности разлива;
- возгорание разлива нефти и нефтепродуктов;
- выброс в атмосферу токсичных продуктов горения нефти и нефтепродуктов при возгорании разлива;
- загрязнение территории;
- загрязнение промливневых стоков.

В таблице 3.3 представлены возможные сценарии развития аварийных ситуаций на объектах Харьягинского месторождения ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-

добыча Харьяга», выполненные с учетом разлива нефти и нефтепродуктов без возгорания, и разлива нефти и нефтепродуктов с последующим возгоранием.

Таблица 3.3 – Сценарии развития аварийных ситуаций

№ п/п	Аварийная ситуация	Сценарий развития аварийной ситуации
1	Разгерметизация резервуара хранения нефти и нефтепродуктов	разгерметизация резервуара → растекание нефти и нефтепродуктов внутри обвалования → загрязнение окружающей среды; разгерметизация резервуара → растекание нефти и нефтепродуктов внутри обвалования → возгорание пролива нефти и нефтепродуктов при наличии источника зажигания → термическое воздействие пожара на окружающую среду, оборудование и персонал.
2	Разрушение резервуара хранения нефти	разрушение резервуара → перелив нефти через обвалование → растекание нефти внутри обвалования и за его пределами → загрязнение окружающей среды; разрушение резервуара → перелив нефти через обвалование → растекание нефти внутри обвалования и за его пределами → возгорание пролива нефти при наличии источника зажигания → термическое воздействие пожара на окружающую среду, оборудование и персонал.
3	Разгерметизация нефтепровода	разгерметизация нефтепровода → свободное растекание нефти по открытой местности, а также по акватории пересекаемых водных объектов → загрязнение окружающей среды; разгерметизация нефтепровода → свободное растекание нефти по открытой местности, а также по акватории пересекаемых водных объектов → возгорание пролива нефти при наличии источника зажигания → термическое воздействие пожара на окружающую среду, оборудование и персонал.
4	Разгерметизация скважины	разгерметизация скважины → растекание нефти внутри обвалования → загрязнение окружающей среды; разгерметизация скважины → растекание нефти внутри обвалования → возгорание пролива нефти при наличии источника зажигания → термическое воздействие пожара на окружающую среду, оборудование и персонал.
5	Разгерметизация автоцистерны	разгерметизация автоцистерны → свободное растекание нефтепродуктов по территории промышленной площадки → загрязнение окружающей среды; разгерметизация автоцистерны → свободное растекание нефтепродуктов по территории промышленной площадки → возгорание пролива нефтепродуктов при наличии источника зажигания → термическое воздействие пожара на окружающую среду, оборудование и персонал.

Наиболее опасной ЧС(Н) на объектах Харьягинского месторождения ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга», с точки зрения воздействия на персонал, окружающую среду и территорию, а также технологическое оборудование, здания и сооружения, будет являться разлив нефти и нефтепродуктов с последующим возгоранием.

3.8.5. Предполагаемое значение разлива по установленной классификации

В зависимости от объема и площади разлива нефти и нефтепродуктов на местности, во внутренних пресноводных водоемах выделяются чрезвычайные ситуации следующих категорий:

- локального значения – разлив от нижнего уровня разлива нефти и нефтепродуктов (определяется специально уполномоченным федеральным органом исполнительной власти в области охраны окружающей среды) до 100 тонн нефти и нефтепродуктов на территории объекта;
- муниципального значения – разлив от 100 до 500 тонн нефти и нефтепродуктов в пределах административной границы муниципального образования либо разлив до 100 тонн нефти и нефтепродуктов, выходящий за пределы территории объекта;
- территориального значения – разлив от 500 до 1000 тонн нефти и нефтепродуктов в пределах административной границы субъекта Российской Федерации либо разлив от 100 до 500 тонн нефти и нефтепродуктов, выходящий за пределы административной границы муниципального образования;
- регионального значения – разлив от 1000 до 5000 тонн нефти и нефтепродуктов либо разлив от 500 до 1000 тонн нефти и нефтепродуктов, выходящий за пределы административной границы субъекта Российской Федерации;
- федерального значения – разлив свыше 5000 тонн нефти и нефтепродуктов либо разлив нефти и нефтепродуктов вне зависимости от объема, выходящий за пределы государственной границы Российской Федерации, а также разлив нефти и

нефтепродуктов, поступающий с территорий сопредельных государств (трансграничного значения).

В соответствии с [16], при авариях на объектах Харьягинского месторождения ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» может произойти разлив нефти и нефтепродуктов регионального значения.

Нижний уровень разлива нефти и нефтепродуктов для отнесения аварийного разлива к чрезвычайной ситуации определяется в соответствии с [17].

Характеристика прогнозируемых разливов нефти и нефтепродуктов с учетом оценки риска на объектах представлены в Таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Границы зон ЧС(Н) с учетом оценки риска

№ п/п	Наименование объекта	Аварийная ситуация	Продукт	Частота, 1/год	Объем разлива		Площадь разлива, м ²
					м ³	т	
1	Площадка куста скважин № 108	Разгерметизация скважины	нефть	5,3E-05	1805	1500	36100
2	Площадка куста скважин № EP-1	Разгерметизация скважины	нефть	3,8E-05	1805	1500	36100
3	Площадка куста скважин № EP-2	Разгерметизация скважины	нефть	3,0E-05	1805	1500	36100
4	Площадка куста скважин № NP-1	Разгерметизация скважины	нефть	2,3E-05	1805	1500	36100
5	Площадка ЦПС	Разгерметизация резервуара (№№ Т-12401, Т-12402)	нефть	2,3E-05	5000	4175	6960
6		Разрушение резервуара (№№ Т-12401, Т-12402)	нефть	9,5E-06	5000	4175	16960
7		Разгерметизация емкости (№ Т-6301)	дизельное топливо	1,1E-05	50	42	51
8		Разгерметизация емкости (№ Т-6302)	дизельное топливо	1,1E-05	84,2	71	58
9		Разгерметизация автоцистерны	дизельное топливо	2,8E-04	18,5	15,4	370
10	Нефтепровод «Куст 108 – ГНС»	Порыв нефтепровода	нефть	4,2E-04	370	308	1850
11		Прокол нефтепровода	нефть	1,7E-03	1176	977	5880
12	Нефтепровод «Куст NP-1 – ЦПС»	Порыв нефтепровода	нефть	6,1E-04	344	286	1720
13		Прокол нефтепровода	нефть	2,5E-03	511	424	2555
14	Нефтепровод	Порыв нефтепровода	нефть	5,0E-04	451	375	2255

№ п/п	Наименование объекта	Аварийная ситуация	Продукт	Частота, 1/год	Объем разлива		Площадь разлива, м ²
					м ³	т	
15	«Куст ЕР-1 – ЦПС»	Прокол нефтепровода	нефть	2,0E-03	1250	1039	6250
16	Нефтепровод «Куст ЕР-2 – ЦПС»	Порыв нефтепровода	нефть	8,3E-05	143	119	715
17		Прокол нефтепровода	нефть	3,3E-04	403	335	2015

4. ОРГАНИЗАЦИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ КОМПОНЕНТОВ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ

Основной целью проведения производственного экологического мониторинга является оценка состояния сред, на которые может оказывать влияние хозяйственная деятельность. Для выявления негативного техногенного воздействия на экосистемы осуществляются следующие виды работ:

- 1) мониторинг атмосферного воздуха (включая подфакельные наблюдения);
- 2) мониторинг атмосферных осадков (снежного покрова);
- 3) мониторинг поверхностных вод;
- 4) мониторинг подземных вод;
- 5) мониторинг донных отложений;
- 6) мониторинг почвенного покрова;
- 7) мониторинг состояния многолетнемерзлых пород;

4.1 Мониторинг атмосферного воздуха

Мониторинг атмосферного воздуха – это система наблюдений за состоянием атмосферного воздуха, оценка и прогноз изменения его состояния.

Наиболее характерными загрязняющими веществами для газонефтяной отрасли являются углеводороды предельные C₁₂-C₁₉, метан, азота диоксид, азота (II) оксид, углерода оксид, серы диоксид, дигидросульфид, взвешенные вещества, углерод (сажа).

Отбор проб и анализ воздуха должен производиться в соответствии [18]. Отбор проб и измерения проводят на высоте 1,5-3,5 м от поверхности земли. Продолжительность отбора проб воздуха для определения разовых концентраций примесей составляет 10-30 мин. Одновременно с отбором проб воздуха определяют направление и скорость ветра, температуру воздуха. Отбор проб производится путем прокачивания воздуха через фильтры, сорбционные трубки или поглотительные растворы. Особое внимание следует уделять герметичности пробоотборников во время отбора пробы и при ее транспортировке.

Пробы кислых газов и сероводорода отбираются путем пропускания атмосферного воздуха через поглотители содержащие сорбционные растворы.

Для отбора проб воздуха на определение содержания взвешенных частиц (сажи), используется метод принудительной фильтрации аспираторами.

Применяются различные типы фильтров, через которые пропуск аэрозолей размером менее 0,3-0,5 мкм не превышает 10 %. Расход воздуха и площадь сечения фильтродержателя рассчитываются исходя из заданного объема пробы и диапазона допустимой линейной скорости потока воздуха через фильтр выбранного типа.

Отбор проб воздуха для определения углеводородов осуществляется путем аспирации воздуха в сорбционные трубки.

Определение содержания углерода оксида допускается определять портативным газоанализатором. Объем пробы должен составлять не менее пяти внутренних объемов рабочего тракта газоанализатора.

Каждая проба атмосферного воздуха сопровождается этикеткой; в рабочем журнале фиксируются время начала и конца отбора проб; расход воздуха и объем протянутого воздуха; характеристика поглотительных приборов и фильтров; метеорологические условия; условия хранения пробы; дату и время передачи проб в лабораторию; примечания.

Отбор проб воздуха необходимо проводить дважды в год: в теплый и холодный период.

Ориентировочный перечень методик количественного химического анализа указан в Таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Перечень методик при проведении анализа проб атмосферного воздуха.

№ п/п	Наименование определяемого показателя	Нормативный документ на методы исследований*
1	Азота диоксид	<ul style="list-style-type: none"> - ПНД Ф 13.1:2:3.19-98 Количественный химический анализ атмосферного воздуха и выбросов в атмосферу. - Руководство по эксплуатации газоанализатора ЭЛАН-NO/NO2 ЭКИТ 5.940.000 РЭ.
2	Азот (II) оксид	<ul style="list-style-type: none"> - ПНД Ф 13.1:2:3.19-98 Количественный химический анализ атмосферного воздуха и выбросов в атмосферу. - Руководство по эксплуатации газоанализатора ЭЛАН-NO/NO2 ЭКИТ 5.940.000 РЭ.
3	Углерод (сажа)	<ul style="list-style-type: none"> - РД 52.04.831-2015 Массовая концентрация углеродсодержащего аэрозоля в пробах атмосферного воздуха. Методика измерений фотометрическим методом
4	Сера диоксид	<ul style="list-style-type: none"> - ПНД Ф 13.1:2:3.19-98 Количественный химический анализ атмосферного воздуха и выбросов в атмосферу. - МВИ-4215-002-56591409-2009 (ФР.1.31.2009.06144) Методика выполнения измерений массовой

№ п/п	Наименование определяемого показателя	Нормативный документ на методы исследований*
		концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе газоанализатором ГАНК-4.
5	Дигидросульфид	<ul style="list-style-type: none"> - ФР.1.31.2010.07894 Методика выполнения измерений массовой концентрации сероводорода в атмосферном воздухе. - МВИ-4215-002-56591409-2009 (ФР.1.31.2009.06144) Методика выполнения измерений массовой концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе газоанализатором ГАНК-4.
6	Углерод оксид	- Руководство по эксплуатации анализатора "Элан-СО"
7	Метан	- ПНД Ф 13.1:2:3.27-99 Количественный химический анализ атмосферного воздуха и выбросов в атмосферу. Методика выполнения измерений массовых концентраций оксида углерода и метана в атмосферном воздухе, воздухе рабочей зоны и промышленных выбросах методом реакционной газовой хроматографии (с изменениями)
8	Бенз(а)пирен	- МУК 4.1.1273-03 Методы контроля. Химические факторы. Измерение массовой концентрации бенз(а)пирена в атмосферном воздухе и воздухе рабочей зоны методом высокоэффективной жидкостной хроматографии с флуориметрическим детектированием.
9	Метантиол	<ul style="list-style-type: none"> - МУК 4.1.623-96 Методические указания по газохроматографическому определению метил- и этилмеркаптанов в атмосферном воздухе. - МИ-4215-026-56591409-2014 (ФР.1.31.2014.17137) Методика измерений массовой концентрации серо- и азотсодержащих органических соединений в атмосферном воздухе газоанализатором ГАНК-4.
10	Этантиол	<ul style="list-style-type: none"> - МУК 4.1.623-96 Методические указания по газохроматографическому определению метил- и этилмеркаптанов в атмосферном воздухе. - МИ-4215-026-56591409-2014 (ФР.1.31.2014.17137) Методика измерений массовой концентрации серо- и азотсодержащих органических соединений в атмосферном воздухе газоанализатором ГАНК-4.
11	Углеводороды сумма)	<ul style="list-style-type: none"> - ПНДФ 13.1:2:3.74-2012 Методика (метод) измерений массовой концентрации углеводородов (нефтепродуктов) (суммарно) в атмосферном воздухе, воздухе рабочей зоны, промышленных выбросах методом ИК-спектрофотометрии с применением концентратометров серии КН. - ПНД Ф 13.1:2:3.23-98 Количественный химический анализ атмосферного воздуха и выбросов в атмосферу. Методика выполнения измерений массовых концентраций предельных углеводородов С(1)-С(5) и непредельных углеводородов (этена, пропена, бутенов) в атмосферном воздухе, воздухе рабочей зоны и промышленных выбросах методом газовой хроматографии.

* Перечень нормативных документов является рекомендуемым и может быть пересмотрен исполнителем работ

При интерпретации данных необходимо учитывать динамику многолетних

наблюдений за атмосферным воздухом и ориентироваться на нормативные значения предельно допустимых концентраций загрязняющих веществ в воздухе (Таблица 4.2).

Таблица 4.2 - Нормативные значения контролируемых показателей качества атмосферного воздуха.

№ п/п	Код ЗВ	Наименование ЗВ	ПДК _{мр} , мг/м ³ ГН 2.1.6.3492-17	ОБУВ, мг/м ³ ГН 2.1.6.2309-07
1	301	Азота диоксид	0,2	-
2	304	Азот (II) оксид	0,4	-
3	328	Углерод (сажа)	0,15	-
4	330	Сера диоксид	0,5	-
5	333	Дигидросульфид	0,008	-
6	337	Углерод оксид	5,0	-
7	410	Метан	-	50
8	703	Бенз(а)пирен	0.000001 (ПДК _{сс})	-
9	1715	Метантиол	0,006	-
10	1728	Этантиол	0,00005	-
11	-	Углеводороды сумма	-	-

4.2 Мониторинг снежного покрова

Отбор и предварительная обработка проб снега осуществляется с учетом требований [18]. Пробы отбираются в местах с ненарушенным снежным покровом, где практически исключено влияние ветропереноса, задержание снега кронами деревьев.

Геохимическое опробование атмосферных пылевых выпадений осуществляется путем отбора проб снега на всю мощность снежного покрова (исключая нижние 10 см) в период максимального накопления влагозапаса в снеге в начале весны. Пункты мониторинга снежного покрова совмещаются с пунктами мониторинга атмосферного воздуха. Пункты опробования размещаются по преобладающим направлениям ветров в осенне-зимний период.

Для отбора проб снега используются следующие вспомогательные устройства и материалы: стандартный снегомер-плотномер, снегомерная рейка; полиэтиленовый пакет вместимостью 10-12 дм³ или полиэтиленовое ведро с крышкой для пробы снега; полиэтиленовая пленка – прокладка под крышку ведра. Количество снега в пробе определяется исходя из условия получения общего объема воды в одной пробе не менее 3 дм³ (в среднем, 3 кг снега). Следует избегать попадания в снег частичек грунта. На участке мониторинга на каждую пробу заполняется паспорт, где указывается: номер пункта мониторинга (номер пробы),

географические координаты, привязка, расположение пункта относительно потенциального источника загрязнения (для пунктов контроля источников техногенного воздействия), дата отбора пробы, высота снежного покрова (измеренная в местах взятия кернов), количество кернов снега в пробе, вес и объем пробы, описание разреза снежного покрова (цвет, структура и др.).

Для растапливания снег переносят в стеклянную емкость и растапливают при комнатной температуре. По мере накопления талой воды ее сливают на фильтр, при этом необходимо следить, чтобы воронка была заполнена водой не более чем на $\frac{3}{4}$ высоты. Отфильтрованную талую воду (фильтрат) переливают в бутылки, при этом фиксируют общий объем талой воды. По окончании фильтрования фильтр с осадком оставляют в воронке для просушки в течение суток. Просушенный фильтр осторожно извлекают пинцетом из воронки, складывают и вкладывают в пакет с этикеткой, на которой указана предварительная масса фильтра и место пробоотбора.

Методики количественного химического анализа для проб талой воды следует применять такие же, как и для поверхностных вод (Таблица 4.2).

Камеральная обработка материалов полевого обследования и результатов анализа должна проводиться с учетом расположения производственных объектов ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». При интерпретации данных необходимо учитывать динамику многолетних наблюдений за снежным покровом. Так как для талой воды снега ПДК отсутствуют, то в качестве ориентира следует использовать ПДК_{рх}, так как значительная часть талой воды попадет в поверхностные водоемы.

4.3 Мониторинг поверхностных вод

Отбор проб поверхностных вод производится в заранее намеченных точках отбора в химически чистые сосуды с плотными пробками (стеклянные, полиэтиленовые) [19]. Пробы, предназначенные для анализа на содержание органических веществ, отбираются только в стеклянные сосуды с притертыми пробками.

Отбор проб воды в водоемах необходимо проводить дважды в летний период: после паводка (июнь) и в летнюю межень (август).

Перед отбором пробы сосуд не менее двух раз ополаскивается водой, подлежащей исследованию, на сосуд с водой прикрепляется этикетка с указанием объекта исследования и дата отбора, заполняется акт отбора пробы. Объем пробы

определяется в зависимости от набора анализируемых гидрохимических элементов и в соответствии со стандартом на метод анализа. Отбираются точечные пробы, характеризующие состав и свойства воды в данном месте водного объекта, путем однократного опробования. Объем точечной пробы, достаточный для определения всех показателей физико-химических свойств воды, составляет не менее 1 дм³. На отобранные пробы, снабженные этикетками, оформляются акты отбора. Результаты анализов оформляются протоколами. Ориентировочный перечень методик количественного химического анализа указан в Таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Перечень методик при проведении анализа проб поверхностных вод

№ п/п	Определяемый показатель	Нормативный документ на методы исследований *
1	рН	РД 52.24.495-2005
2	Сухой остаток	ПНД Ф 14.1:2:4.261-10
3	Взвешенные вещества	ПНД Ф 14.1:2:3.110-97
4	Гидрокарбонат	ГОСТ 31957-2012
5	Нефтепродукты	ГОСТ 31953-2012
6	БПК 5	ПНД Ф 14.1:2:3:4.123-97
7	ХПК	ГОСТ 31859-2012
8	Хлорид-ионы	ПНД Ф 14.1:2:4.132-98
9	Сульфат-ионы	ПНД Ф 14.1:2:4.132-98
10	Нитрат-ионы	ПНД Ф 14.1:2:4.132-98
11	Фосфат-ионы	ПНД Ф 14.1:2:4.132-98
12	Натрий	ЦВ 3.18.05-2005
13	Калий	ЦВ 3.18.05-2005
14	Кальций	ЦВ 3.18.05-2005
15	Магний	ЦВ 3.18.05-2005
16	Марганец	ЦВ 3.18.05-2005
17	Медь	ЦВ 3.18.05-2005
18	Цинк	ЦВ 3.18.05-2005
19	Никель	ЦВ 3.18.05-2005
20	Свинец	ЦВ 3.18.05-2005
21	Мышьяк	ЦВ 3.18.05-2005
22	Барий	ЦВ 3.18.05-2005

* Перечень нормативных документов является рекомендуемым и может быть пересмотрен исполнителем работ

Одновременно в процессе отбора проб фиксируются характеристики воды (цвет, прозрачность, уровень эвтрофикации), при необходимости осуществляется определение органолептических характеристик и полевое измерение наиболее динамичных показателей (величина рН, содержание растворенного кислорода и т.д.).

Оценка полученных результатов проводится в сравнении с ПДК, установленными для водных объектов, имеющих рыбохозяйственное значение

(Таблица 4.4). Также необходимо учитывать сезонный фактор и многолетнюю динамику экологической обстановки водоема.

Таблица 4.4 - Нормативные значения контролируемых показателей качества вод водоёмов рыбохозяйственного значения

№ п/п	Показатель	Допустимая концентрация	Руководящий документ
1	рН	6,5-8,5 ед.	СанПиН 2.1.5.980-00
2	Сухой остаток	1000 мг/дм ³ (минерализация)	СанПиН 2.1.5.980-00
3	Взвешенные вещества	превышение фона не более, чем на 0,25-0,75 мг/дм ³	СанПиН 2.1.5.980-00
4	Гидрокарбонат	нет	-
5	Нефтепродукты	0,05 мг/дм ³	Приказ Минсельхоза РФ от 13.12.2016 г. № 552
6	БПК 5	2,1 мгО ₂ /дм ³	Приказ Минсельхоза РФ от 13.12.2016 г. № 552
7	ХПК	15-30 мгО ₂ /дм ³	СанПиН 2.1.5.980-00
8	Хлорид-ионы	300 мг/дм ³	Приказ Минсельхоза РФ от 13.12.2016 г. № 552
9	Сульфат-ионы	100 мг/дм ³	Приказ Минсельхоза РФ от 13.12.2016 г. № 552
10	Нитрат-ионы	40 мг/дм ³	Приказ Минсельхоза РФ от 13.12.2016 г. № 552
11	Фосфат-ионы	0,05-0,2 мг/дм ³	Приказ Минсельхоза РФ от 13.12.2016 г. № 552
12	Натрий	120 мг/дм ³	Приказ Минсельхоза РФ от 13.12.2016 г. № 552
13	Калий	50	Приказ Минсельхоза РФ от 13.12.2016 г. № 552
14	Кальций	180 мг/дм ³	Приказ Минсельхоза РФ от 13.12.2016 г. № 552
15	Магний	40 мг/дм ³	Приказ Минсельхоза РФ от 13.12.2016 г. № 552
16	Марганец	0,01 мг/дм ³	Приказ Минсельхоза РФ от 13.12.2016 г. № 552
17	Медь	0,001 мг/дм ³	Приказ Минсельхоза РФ от 13.12.2016 г. № 552
18	Цинк	0,01 мг/дм ³	Приказ Минсельхоза РФ от 13.12.2016 г. № 552
19	Никель	0,01 мг/дм ³	Приказ Минсельхоза РФ от 13.12.2016 г. № 552
20	Свинец	0,006 мг/дм ³	Приказ Минсельхоза РФ от 13.12.2016 г. № 552
21	Мышьяк	0,05	Приказ Минсельхоза РФ от 13.12.2016 г. № 552
22	Барий	0,74	Приказ Минсельхоза РФ от 13.12.2016 г. № 552

4.4 Мониторинг подземных вод

При техногенном загрязнении почв существует риск загрязнения подземных вод легкорастворимыми солями, нефтепродуктами, микроэлементами, ароматическими углеводородами. Чаще всего подобное загрязнение вызвано разливами нефтепродуктов или подтоварных вод. Вокруг кустовых площадок имеется риск загрязнения подземных вод из-за поверхностного стока вод с кустовых площадок.

В связи с нахождением Харьягинского месторождения в зоне вечной мерзлоты грунтовые воды большую часть года находятся в замерзшем состоянии. Поэтому отбор проб целесообразно проводить в конце летнего периода.

Отбор проб необходимо проводить с помощью специального глубинного пробоотборника, позволяющего извлечь на поверхность достаточное для анализа количество воды. Объем пробы, достаточный для определения всех показателей физико-химических свойств воды, составляет не менее 1 дм³.

На отобранные пробы, снабженные этикетками, оформляются акты отбора. Результаты анализов оформляются протоколами. Ориентировочный перечень методик количественного химического анализа соответствует методикам применимым к поверхностным водам и указан в Таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Перечень методик при проведении анализа проб подземных вод

№ п/п	Определяемый показатель	Нормативный документ на методы исследований *
1	рН	РД 52.24.495-2005
2	Мышьяк	ЦВ 3.18.05-2005
3	Барий	ЦВ 3.18.05-2005
4	Кальций	ЦВ 3.18.05-2005
5	Медь	ЦВ 3.18.05-2005
6	Железо	ЦВ 3.18.05-2005
7	Калий	ЦВ 3.18.05-2005
8	Магний	ЦВ 3.18.05-2005
9	Марганец	ЦВ 3.18.05-2005
10	Натрий	ЦВ 3.18.05-2005
11	Никель	ЦВ 3.18.05-2005
12	Свинец	ЦВ 3.18.05-2005
13	Цинк	ЦВ 3.18.05-2005
14	Гидрокарбонат-ион	ГОСТ 31957-2012
15	Хлорид-ионы	ПНД Ф 14.1:2:4.132-98
16	Сульфат-ионы	ПНД Ф 14.1:2:4.132-98
17	Нитрат-ионы	ПНД Ф 14.1:2:4.132-98
18	Фосфат-ионы	ПНД Ф 14.1:2:4.132-98
19	Нефтепродукты	ГОСТ 31953-2012
20	ХПК	ГОСТ 31859-2012

* Перечень нормативных документов является рекомендуемым и может быть пересмотрен исполнителем работ

Оценка полученных результатов проводится в сравнении с ПДК, установленными для вод хозяйственно-бытового назначения (Таблица 4.6).

Таблица 4.6 - Нормативные значения контролируемых показателей качества вод хозяйственно-бытового назначения

№ п/п	Контролируемый показатель	ПДК (ГН 2.1.5.1315-03), мг/л
1	рН	нет
2	Мышьяк	0,01
3	Барий	0,7
4	Кальций	-
5	Медь	1,0
6	Железо	0,3
7	Калий	-
8	Магний	50
9	Марганец	0,1
10	Натрий	200
11	Никель	0,02
12	Свинец	0,01
13	Цинк	1,0
14	Щелочность общая	-
15	Гидрокарбонат-ион	-
16	Хлорид-ионы	350
17	Сульфат-ионы	500
18	Нитрат-ионы	45
19	Фосфат-ионы	-
20	Нефтепродукты	0,3
21	ХПК	-

4.5 Мониторинг донных отложений

Донные осадки аккумулируют химические вещества, поступающие с поверхностными водами, атмосферными осадками, почвами. Отбор проб донных отложений производится параллельно с гидрохимическим опробованием. В пробу по возможности отбирается илисто-глинистая или песчаная фракция аллювиальных отложений. Комплекс мониторинговых исследований донных осадков включает определение вещественного и минерального состава; физико-химическую характеристику.

Отбор проб донных отложений проводится в летнюю межень (август).

Требования к отбору проб донных отложений установлены в [20, 21]. При отборе проб донных отложений на малых глубинах используется специальная лопатка из нержавеющей стали, на больших глубинах – дночерпатель. Каждая проба помещается в двойной полиэтиленовый пакет, герметично укупоривается без консервации. Масса отобранной пробы должна обеспечивать выход минеральной

фракции размером <1 мм не менее 500 г. Способ отбора проб зависит от определяемых показателей. Для определения нефтепродуктов пробы отбирают из поверхностного слоя донных отложений. Для определения содержания тяжелых металлов пробы отбирают по слоям донных отложений и объединяют в одну пробу. Каждая проба сопровождается этикеткой, на которой указывается индивидуальный номер пробы, водный объект, глубина отбора, дата отбора, должность, фамилия и подпись лица, отбравшего пробы.

Для определения нефтепродуктов пробы донных отложений сохраняются в естественно влажном состоянии. Для определения остальных компонентов пробы высушиваются до воздушно-сухого состояния.

Химико-аналитические исследования донных осадков выполняются по методикам, предназначенным для почв (Таблица 4.7).

Таблица 4.7 - Перечень методик при проведении анализа проб донных отложений

№ п/п	Наименование определяемого показателя	Нормативный документ на методы исследований
1	рН солевой	ГОСТ 26483-85
2	Нефтепродукты	ПНД Ф 16.1:2.2.22-98
3	Хлорид-ионы	ПНД Ф 16.1.8-98
4	Сульфат-ионы	ПНД Ф 16.1.8-98
5	Нитрат-ионы	ПНД Ф 16.1.8-98
6	Барий	ЦВ 5.18,19.01.01-2005
7	Медь	ЦВ 5.18,19.01.01-2005
8	Мышьяк	ЦВ 5.18,19.01.01-2005
9	Никель	ЦВ 5.18,19.01.01-2005
10	Свинец	ФР.1.31.2009.06787
11	Цинк	ЦВ 5.18,19.01.2005

* Перечень нормативных документов является рекомендуемым и может быть пересмотрен исполнителем работ

Интерпретация результатов анализа донных отложений осуществляется в привязке к общему экологическому состоянию водоема. Ориентиром загрязненности донных отложений могут служить ПДК(ОДК) для почв (Таблица 4.8).

Таблица 4.8 - Нормативные значения контролируемых показателей качества донных отложений

№ п/п	Показатель	ОДК, мг/кг (ГН 2.1.7.2511-09) по типам почв		Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами, мг/кг	ГН 2.1.7.2041-06, мг/кг
		Кислые (суглинистые и глинистые), рН КСІ<5,5	Близкие к нейтральным, нейтральные (суглинистые и глинистые), рН КСІ>5,5		
1	рН	-	-	-	-
2	Нефтепродукты	-	-	1000	-
3	Хлорид-ионы	-	-	-	-
4	Сульфат-ионы	-	-	-	-
5	Нитрат-ионы	-	-	-	130
6	Барий	-	-	200	-
7	Медь	66	132	-	-
8	Мышьяк	5	10	-	-
9	Никель	40	80	-	-
10	Свинец	65	130	-	-
11	Цинк	110	220	-	-

4.6 Мониторинг почвенного покрова

Методами контроля за состоянием почвенного покрова являются визуальный и инструментальный. Сущность визуального метода заключается в осмотре месторождения и регистрации места нарушения и загрязнения земель. Инструментальный метод анализа дает качественную и количественную информацию о содержании загрязняющих веществ.

Отбор проб почв производится в летне-осенний период с учетом вертикальной структуры, неоднородности почвенного и растительного покровов, рельефа и климата местности в соответствии с методическими указаниями [22, 23].

Точечные пробы отбирают на пробной площадке из одного или нескольких слоев, или горизонтов методом конверта, по диагонали или любым другим способом с таким расчетом, чтобы каждая проба представляла собой часть почвы, типичной для генетических горизонтов или слоев данного типа почвы. Точечные пробы отбирают ножом или шпателем из прикопок или почвенным буром.

Масса объединенной пробы должна быть не менее 1 кг.

При наличии загрязнения поверхностно распределяющимися веществами - нефть, нефтепродукты, тяжелые металлы, легкорастворимые соли и др. - точечные пробы отбирают послойно с глубины 0-5 и 5-20 см массой не более 400 г каждая.

На отобранные пробы почв, снабженные этикетками, оформляют акты отбора. Пробы доставляются в аналитическую лабораторию.

Для определения химических веществ пробу почвы в лаборатории рассыпают на бумаге или кальке и разминают пестиком крупные комки. Затем выбирают включения - корни растений, насекомых, камни, стекло, уголь, кости животных, а также новообразования. Пробы почв сушат до воздушно-сухого состояния. Высушенные пробы растирают в ступке пестиком, просеивают через сито с диаметром отверстий 1 мм, далее проводят химический анализ.

Ориентировочный перечень методик для анализа проб почв указан в Таблице 4.9.

Таблица 4.9 - Перечень методик при проведении анализа проб почв.

№ п/п	Наименование определяемого показателя	Нормативный документ на методы исследований
1	рН солевой	ГОСТ 26483-85
2	Нефтепродукты	ПНД Ф 16.1:2.2.22-98
3	Хлорид-ионы	ПНД Ф 16.1.8-98
4	Сульфат-ионы	ПНД Ф 16.1.8-98
5	Нитрат-ионы	ПНД Ф 16.1.8-98
6	Фосфат-ионы	ПНД Ф 16.1.8-98
7	Барий	ЦВ 5.18,19.01-2005
8	Калий	ЦВ 5.18,19.01-2005
9	Кальций	ЦВ 5.18,19.01-2005
10	Магний	ЦВ 5.18,19.01-2005
11	Медь	ЦВ 5.18,19.01-2005
12	Мышьяк	ЦВ 5.18,19.01-2005
13	Натрий	ЦВ 5.18,19.01-2005
14	Никель	ЦВ 5.18,19.01-2005
15	Свинец	ФР.1.31.2009.06787
16	Цинк	ЦВ 5.18,19.01-2005
17	Ртуть	ФР.1.31.2009.06787
18	Хром	ЦВ 5.18,19.01-2005

* Перечень нормативных документов является рекомендуемым и может быть пересмотрен исполнителем работ

Результаты анализа представляются в виде протоколов КХА.

Дальнейшая интерпретация результатов исследования проводится, ориентируясь на существующие ПДК(ОДК) для почв (Таблица 4.10). При этом

необходимым условием оценки уровня загрязнения является определение обменной кислотности почв (по КСІ вытяжке), так как от уровня кислотности почв зависит подвижность большинства тяжелых металлов в почве.

Также при оценке экологического состояния почв необходимо следить за динамикой содержания загрязняющих веществ в почвах и тенденциями к их накоплению или уменьшению.

Таблица 4.10 - Нормативные значения контролируемых показателей качества почв

№ п/п	Показатель	ПДК, мг/кг (ГН 2.1.7.2041-06)	ОДК, мг/кг (ГН 2.1.7.2511-09) по типам почв			Показатель уровня загрязнения земель химическими веществами, мг/кг (Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами)
			Песчаные и супесчаные	Кислые (суглинистые и глинистые), рН КСІ<5,5	Близкие к нейтральным, нейтральные (суглинистые и глинистые), рН КСІ>5,5	
1	рН солевой	-	-	-	-	-
2	Нефтепродукты	-	-	-	-	1000
3	Хлорид-ионы	-	-	-	-	-
4	Сульфат-ионы	-	-	-	-	-
5	Нитрат-ионы	130	-	-	-	-
6	Фосфат-ионы	-	-	-	-	-
7	Барий	-	-	-	-	200
8	Калий	-	-	-	-	-
9	Кальций	-	-	-	-	-
10	Магний	-	-	-	-	-
11	Медь	-	33	66	132	-
12	Мышьяк	-	2	5	10	-
13	Натрий	-	-	-	-	-
14	Никель	-	20	40	80	-
15	Свинец	32	3	62	130	-
16	Цинк	-	55	110	220	-
17	Ртуть	2,1	-	-	-	-
18	Хром	-	-	-	-	250

4.7 Мониторинг глубины оттаивания грунтов

Харьягинское месторождение располагается на территории с залеганием вечной мерзлоты. Она начинается вблизи от поверхности почвы и доходит до глубины около 200–300 м.

Антропогенная деятельность обуславливает длительность воздействия на окружающую среду и занимает особое место в формировании и развитии физико-геологических процессов. Энергетические затраты при добыче нефти весьма существенны и в локальных масштабах могут влиять на тепловой режим природной среды, в связи с чем существует вероятность избыточного оттаивания верхних слоев многолетнемерзлых пород.

Целью настоящего мониторинга является сбор и анализ данных оттаивания верхнего слоя многолетнемерзлых пород и прогноз изменения состояния верхнего слоя в результате освоения месторождения.

Глубина оттаивания определяется металлическим щупом - мерзлотомером методом сетки через каждые 10 метров на квадратной площадке [24].

Размер площадок 100 на 100 метров. Шаг профилей 10 на 10 метров. Всего на исследуемых площадках находится по 121 точке. Границы площадок и крайние точки профилей обозначаются вешками.

Места площадок необходимо подбирать на идентичных породах, в сходных растительных сообществах. Желательно иметь на площадках два и более типов почв. Мезорельеф желательно иметь неоднородный, с разной степенью гидроморфности. Оптимальным местом выбора на Харьягинском месторождении может быть сочетание верховых торфяных почв на возвышениях и гидроморфных торфяно-глеевых почв в понижениях рельефа, так как разный тип гидроморфности почв по своему влияет на глубину сезонного оттаивания.

Измерение сезонного оттаивания почв следует проводить в конце теплого периода (август). Измерения проводятся маркированным щупом. Данные записываются в полевой журнал.

Анализ данных мониторинга проводится исходя из различий в протаивании сходных грунтов на разных площадках, а также исходя из тенденций многолетних исследований на данных площадках.

5. РАСПОЛОЖЕНИЕ ПУНКТОВ ОТБОРА ПРОБ И ОПРЕДЕЛЯЕМЫЕ КОМПОНЕНТЫ

Производственный экологический мониторинг определяет состояние окружающей среды в целом, а также показывает динамику многолетних изменений компонентов природной среды в пунктах мониторинга. Пункты (площадки) экологического мониторинга можно разделить на условно-фоновые и контрольные.

К контрольным пунктам наблюдений отнесены пункты мониторинга, в которых возможно выявление влияния объектов производственной деятельности предприятия, места образования локальных загрязнений, а также объекты на границе санитарно-защитных зон, водоохраных зон, зон санитарной охраны водозаборов, мест складирования отходов и т.д.

Условно-фоновые пункты наблюдений отражают состояние и изменение основных природных комплексов, расположенных в границах ЛУ.

Экологический мониторинг на Харьягинском месторождении проводится путем опробования следующих компонентов природной среды:

- атмосферный воздух;
- снежный покров;
- поверхностные воды;
- подземные воды;
- донные отложения;
- почвенный покров;
- многолетнемерзлые породы.

Организацию мониторинга предлагается осуществлять посредством оборудования площадок мониторинга в привязке к определенным объектам.

Места опробования точек производственного экологического мониторинга указаны в Таблице 5.1 и на картах-схемах в Приложении Б.

Периодичность отбора проб и определяемые компоненты указаны в Таблице 5.2.

5.1. Мониторинг атмосферного воздуха, снежного покрова и почв

Мониторинг атмосферного воздуха в районе расположения объекта НВОС Куст 108 (ЦПС) и система промысловых трубопроводов проводится на четырёх площадках мониторинга и в девяти точках мониторинга.

Мониторинг снежного покрова и почв в районе расположения объекта НВОС

Куст 108 (ЦПС) и система промышленных трубопроводов проводится на четырёх площадках мониторинга.

Мониторинг атмосферного воздуха, снежного покрова и почв в районах расположения отдалённых объектов НВОС проводится на восьми площадках мониторинга.

Мониторинг атмосферного воздуха на объекте НВОС Вахтовый посёлок проводится в двух точках, почв в местах накопления отходов – в двух точках.

Для сравнения данных, полученных при анализе проб, отобранных на площадках мониторинга, с фоновыми показателями, на Харьягинском месторождении заложена одна условно-фоновая площадка.

5.1.1. Площадки мониторинга в районе расположения объекта НВОС Куст 108 (ЦПС) и система промышленных трубопроводов

На объекте НВОС Куст 108 (ЦПС) и система промышленных трубопроводов сосредоточено наибольшее количество технологических установок, поэтому производственный экологический мониторинг вокруг данного объекта предлагается осуществлять на четырех площадках.

Площадка мониторинга 1. Располагается на 780 м ЮЮЗ КПП ЦПС. Находится на 160 м южнее поворота с межкустовой дороги на ЦПС. Площадка мониторинга 1 необходима для отображения экологической обстановки южнее рассматриваемого объекта НВОС. Транспортная доступность площадки хорошая. На данной площадке предлагается проводить отбор проб атмосферного воздуха, снежного покрова, почв.

Площадка мониторинга 2. Располагается на 1220 м СЗ КПП ЦПС. Находится на 200 м южнее переезда межкустовой дороги на ЦПС через ручей Безымянный. Площадка мониторинга 2 необходима для отображения экологической обстановки западнее рассматриваемого объекта НВОС. Транспортная доступность площадки хорошая. На данной площадке предлагается проводить отбор проб атмосферного воздуха, снежного покрова, почв.

Площадка мониторинга 3. Располагается на 970 м ССВ КПП ЦПС. Находится на 440 севернее площадки куста 108. Площадка мониторинга 3 расположена между коридором коммуникаций ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» и кустом 40А (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми») и необходима для обеспечения отображения экологической ситуации севернее объекта НВОС. Небольшое смещение на восток

связано с близким расположением факельной установки сторонней нефтяной компании и с высоким риском попадания в зону рассеивания продуктов сгорания при отборе атмосферного воздуха. На данной площадке предлагается проводить отбор проб атмосферного воздуха, снежного покрова, почв.

Площадка мониторинга 4. Располагается на 1140 м ВСВ КПП ЦПС. Находится на 170 м северо-западнее устья ручья Безымянный, при впадении в р. Колва. Площадка мониторинга 4 необходима для отображения экологической обстановки восточнее рассматриваемого объекта НВОС. Транспортная доступность площадки тяжелая, предполагается пеший маршрут на 750 м от площадки куста скважин 42А ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». На данной площадке предлагается проводить отбор проб атмосферного воздуха, снежного покрова, почв.

Площадка мониторинга Ф.

Условно-фоновая площадка. Располагается 2200 м ЮЮВ КПП ЦПС. Выбор условно-фоновой площадки в данном направлении объясняется наветренной стороной розы ветров. Транспортная доступность площадки хорошая. На данной площадке предлагается проводить отбор проб атмосферного воздуха, снежного покрова, почв. В непосредственной близости от данной площадки предлагается расположить условно-фоновую площадку криомониторинга.

5.1.2. Точки мониторинга атмосферного воздуха в районе расположения объекта НВОС Куст 108 (ЦПС) и система промысловых трубопроводов (подфакельные наблюдения)

Для оценки негативного влияния факельной установки на атмосферный воздух проводятся подфакельные наблюдения в следующих точках:

Точка А1, расположенная в 500 м от факельной установки по направлению ветра.

Точка А1п, расположенная в 500 м от факельной установки по направлению ветра, в 50 м справа от т. А1.

Точка А1л, расположенная в 500 м от факельной установки по направлению ветра, в 50 м слева от т. А1.

Точка А2, расположенная в 1000 м от факельной установки по направлению ветра.

Точка А2п, расположенная в 1000 м от факельной установки по направлению ветра, в 100 м справа от т. А2.

Точка А2л, расположенная в 1000 м от факельной установки по направлению ветра, в 100 м слева от т. А2.

Точка А3, расположенная в 2000 м от факельной установки по направлению ветра.

Точка А3п, расположенная в 2000 м от факельной установки по направлению ветра, в 200 м справа от т. А3.

Точка А3л, расположенная в 2000 м от факельной установки по направлению ветра в 200 м слева от т. А3.

5.1.3 Площадки мониторинга в районе расположения удаленных объектов НВОС

В районе расположения каждого из удаленных объектов НВОС обустроены по две площадки мониторинга. Одна из площадок располагается вблизи подъездных дорог к объектам, так как в данных местах наиболее высока техногенная нагрузка, вторая в противоположном направлении за обваловкой объектов.

Площадка мониторинга 5.

Располагается в 130 м ЗЮЗ КПП объекта НВОС Куст скважин NP-1. Находится на подъездной дороге к рассматриваемому объекту. На данной площадке осуществляется отбор проб атмосферного воздуха, снежного покрова, почв.

Площадка мониторинга 6.

Располагается в 120 м СЗ обваловки объекта НВОС Куст скважин NP-1 в сторону р. Лёк-Харь-Яга. На данной площадке осуществляется отбор проб атмосферного воздуха, снежного покрова, почв.

Площадка мониторинга 7.

Располагается в 100 м южнее КПП объекта НВОС Куст скважин WP-1. Находится на подъездной дороге к рассматриваемому объекту. На данной площадке осуществляется отбор проб атмосферного воздуха, снежного покрова, почв.

Площадка мониторинга 8.

Располагается на 210 м севернее обваловки объекта НВОС Куст скважин WP-1. На данной площадке осуществляется отбор проб атмосферного воздуха, снежного покрова, почв.

Площадка мониторинга 9.

Располагается на 50 м ЗЮЗ КПП объекта НВОС Куст скважин EP-1. Находится

на подъездной дороге к рассматриваемому объекту. На данной площадке осуществляется отбор проб атмосферного воздуха, снежного покрова, почв.

Площадка мониторинга 10.

Располагается в 20 м от обваловки объекта НВОС Куст скважин ЕР-1. На данной площадке предлагается проводить отбор проб атмосферного воздуха, снежного покрова, почв.

Площадка мониторинга 11.

Располагается в 100 м ЮЮЗ КПП объекта НВОС Куст скважин ЕР-2. Находится вблизи подъездной дороги к рассматриваемому объекту. На данной площадке предлагается проводить отбор проб атмосферного воздуха, снежного покрова, почв.

Площадка мониторинга 12.

Располагается в 25 м от северного угла обвалования объекта НВОС Куста скважин ЕР-2. На данной площадке предлагается проводить отбор проб атмосферного воздуха, снежного покрова, почв.

5.1.4 Точки мониторинга на объекте НВОС Вахтовый посёлок

Для мониторинга состояния атмосферного воздуха на объекте НВОС Вахтовый посёлок выбраны две точки мониторинга:

Точка ВП-1, расположенная рядом с жилыми корпусами вахтового посёлка.

Точка ВП-2, расположенная рядом с дизельными генераторами.

Для мониторинга состояния почв в местах накопления отходов на территории рассматриваемого объекта НВОС предусмотрены следующие точки мониторинга:

Точка П1к, расположенная в месте накопления отходов рядом со зданием очистки стоков.

Точка П2к, расположенная в месте накопления отходов рядом со столовой вахтового посёлка.

5.1.5 Точки мониторинга на объекте НВОС Новый вахтовый посёлок

Для мониторинга состояния атмосферного воздуха на объекте НВОС Новый вахтовый посёлок выбраны две точки мониторинга:

Точка ВП-3, расположенная рядом с автомобильной стоянкой.

Точка ВП-4, расположенная рядом с жилыми корпусами вахтового посёлка.

5.2 Пункты мониторинга водных объектов

Наблюдательная сеть мониторинга поверхностных вод обустроивается в соответствии с правилами организации мониторинга поверхностной гидросферы, изложенных в методической литературе [25, 26].

Наблюдательная сеть должна контролировать водосборную площадь всех основных водотоков, расположенных на территории месторождения, пункты наблюдений следует располагать с учетом влияния основных действующих и потенциальных источников загрязнения.

Учитывая особенности климатической и гидрографической характеристики района работ, распределение техногенной нагрузки, путей возможного поступления загрязняющих веществ и доступности пунктов наблюдений, предлагается установить двухразовую периодичность контроля за состоянием поверхностных вод (весеннее половодье – первая-вторая декада июня; летне-осенняя межень – последняя декада августа, первая декада сентября).

На территории Харьягинского месторождения основными водными объектами являются р. Колва, р. Лёк-Харь-Яга и ручей Безымянный. На каждом из этих объектов заложено по два пункта мониторинга, один из которых выше, а второй ниже по течению всех объектов НВОС ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Кроме того, два пункта мониторинга водных объектов расположены вблизи объектов НВОС Куст скважин EP-1 и Куст скважин WP-1, так как данные объекты НВОС расположены в удалении от основных водных артерий.

Всего заложено 8 пунктов мониторинга.

Пункт мониторинга водных объектов 1.

Расположен на ручье Безымянном в 215 м выше по течению перехода межкустовой дороги через ручей Безымянный. Является входной точкой водного объекта на территорию месторождения. Транспортная доступность хорошая. Осуществляется отбор проб воды (июнь, август) и донных отложений (август).

Пункт мониторинга водных объектов 2.

Расположен на ручье Безымянном в районе устья при впадении в р. Колва. Является выходной точкой водного объекта с территории месторождения. Транспортная доступность затруднительная (необходим пеший маршрут на 900 м). Осуществляется отбор проб воды (июнь, август) и донных отложений (август).

Пункт мониторинга водных объектов 3.

Расположен на р. Лёк-Харь-Яга в районе объекта НВОС Куст скважин NP-1.

Является входной точкой водного объекта на территорию месторождения. Транспортная доступность хорошая. Осуществляется отбор проб воды (июнь, август) и донных отложений (август).

Пункт мониторинга водных объектов 4.

Расположен на р. Лёк-Харь-Яга в районе устья при впадении в р.Колва. Является выходной точкой водного объекта с территории месторождения. Транспортная доступность хорошая. Осуществляется отбор проб воды (июнь, август) и донных отложений (август).

Пункт мониторинга водных объектов 5.

Расположен на р. Колва выше устья р. Лёк-Харь-Яга на 160 м. Является входной точкой водного объекта на территорию месторождения. Транспортная доступность хорошая. Осуществляется отбор проб воды (июнь, август) и донных отложений (август).

Пункт мониторинга водных объектов 6.

Расположен на р. Колва в 4,7 км ЮВ КПП ЦПС. Является выходной точкой водного объекта с территории месторождения. Транспортная доступность хорошая. Осуществляется отбор проб воды (июнь, август) и донных отложений (август).

Пункт мониторинга водных объектов 7.

Расположен на ручье в 90 м ЗЮЗ КПП объекта НВОС Куст скважин ЕР-1. Является точкой контроля кустовой площадки, поскольку все основные водные объекты находятся на удалении от рассматриваемого объекта. Транспортная доступность хорошая. Осуществляется отбор проб воды (июнь, август), донных отложений (август).

Пункт мониторинга водных объектов 8.

Расположен на ручье в 80 м от КПП объекта НВОС WP-1. Является точкой контроля кустовой площадки, поскольку все основные водные объекты находятся на удалении от рассматриваемого объекта. Транспортная доступность хорошая. Осуществляется отбор проб воды (июнь, август), донных отложений (август).

5.3 Пункты мониторинга подземных вод

Для наблюдения за качеством подземных вод в районе расположения объектов НВОС ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» оборудованы наблюдательные скважины. Всего оборудовано 11 наблюдательных скважин.

Наблюдательная скважина 1.

Расположена на площадке ЦПС объекта НВОС Куст 108 (ЦПС) и система промысловых трубопроводов рядом с резервуарами дизельного топлива 80 и 50 м³.

Наблюдательная скважина 2.

Расположена на кусте 108 объекта НВОС Куст 108 (ЦПС) и система промысловых трубопроводов напротив южного ряда скважин.

Наблюдательная скважина 3.

Расположена вне промышленной площадки в 250 м к северо-востоку от КПП ЦПС.

Наблюдательная скважина 4.

Расположена вне промышленной площадки в 50 м от северо-западного угла площадки объекта НВОС Куст скважин EP-1.

Наблюдательная скважина 5.

Расположена вне промышленной площадки в 20 м от обваловки площадки объекта НВОС Куст скважин EP-1.

Наблюдательная скважина 6.

Расположена вне промышленной площадки в 15 м от обваловки площадки объекта НВОС Куст скважин NP-1.

Наблюдательная скважина 7.

Расположена вне промышленной площадки в 70 м от северного угла площадки объекта НВОС Куст скважин NP-1.

Наблюдательная скважина 8.

Расположена вне промышленной площадки в 25 м севернее угла площадки объекта НВОС Куст скважин EP-2.

Наблюдательная скважина 9.

Расположена на 200 м ВЮВ КПП объекта НВОС Куст скважин EP-2 в районе объездной дороги.

Наблюдательная скважина 10.

Расположена вне промышленной площадки в 4 м от юго-западной стороны объекта НВОС Куст скважин WP-1.

Наблюдательная скважина 11.

Расположена вне промышленной площадки в 120 м восточнее объекта НВОС Куст скважин WP-1.

В связи с преобладанием отрицательных температур в большую часть года на Харьягинском месторождении предлагается проводить отбор проб один раз в год в

конце теплого периода (август-сентябрь).

5.4 Площадки мониторинга глубины оттаивания грунтов

Для наблюдения за состоянием криолитозоны на территории Харьягинского месторождения оборудованы две площадки мониторинга многолетнемерзлых пород.

Геокриологическая площадка 1.

Расположена вне промышленной площадки в 290 м южнее дороги на новый вахтовых жилой комплекс. Площадка располагается в зоне повышенной техногенной нагрузки и принимается за контрольную.

Геокриологическая площадка 2.

Расположена вне промышленной площадки в 2040 м ЮЮВ КПП ЦПС. Площадка находится в районе фоновых площадок мониторинга атмосферного воздуха, снежного покрова и почвенного покрова. Площадка принимается за фоновую.

Таблица 5.1 - Сводная таблица привязок точек отбора проб

№ п/п	№ площадки	Точки отбора	Долгота	Широта	Привязка
1	2	3	4	5	6
1. Мониторинг атмосферного воздуха, снежного покрова и почв					
1.1 Площадки мониторинга в районе расположения объекта НВОС Куст 108 (ЦПС) и система промышленных трубопроводов					
1	Площадка мониторинга 1 (ПМ-1)	АВ-1 (атмосферный воздух), С-1 (снежный покров), П-1 (почвенный покров)	56,62765	67,17143	160 м южнее поворота с межкустовой дороги на ЦПС
2	Площадка мониторинга 2 (ПМ-2)	АВ-2 (атмосферный воздух), С-2 (снежный покров), П-2 (почвенный покров)	56,60959	67,18227	200 м южнее переезда межкустовой дороги на ЦПС через ручей Безымянный
3	Площадка мониторинга 3 (ПМ-3)	АВ-3 (атмосферный воздух), С-3 (снежный покров), П-3(почвенный покров)	56,63406	67,18635	440 севернее площадки куста 108
4	Площадка мониторинга 4 (ПМ-4)	АВ-4 (атмосферный воздух), С-4 (снежный покров), П-4 (почвенный покров)	56,65771	67,1831	170 м северо-западнее устья ручья Безымянный
5	Площадка мониторинга Ф (ПМ-Ф)	АВ-Ф (атмосферный воздух), С-Ф (снежный покров), П-Ф (почвенный покров)	56,64145	67,1579	2200 м ЮЮВ КПП ЦПС
1.2 Точки мониторинга атмосферного воздуха в районе расположения объекта НВОС Куст 108 (ЦПС) и система промышленных трубопроводов					
6	Точка мониторинга 1	А1 (атмосферный воздух)	-	-	500 м от факельной установки по направлению ветра
7	Точка мониторинга 2	А1п (атмосферный воздух)	-	-	500 м от факельной установки по направлению ветра, в 50 м справа от т. А1
8	Точка мониторинга 3	А1л (атмосферный воздух)	-	-	500 м от факельной установки по направлению ветра, в 50 м слева от т. А1
9	Точка мониторинга 4	А2 (атмосферный воздух)	-	-	1000 м от факельной установки по направлению ветра

10	Точка мониторинга 5	А2п (атмосферный воздух)	-	-	1000 м от факельной установки по направлению ветра, в 100 м справа от т. А2
11	Точка мониторинга 6	А2л (атмосферный воздух)	-	-	1000 м от факельной установки по направлению ветра, в 100 м слева от т. А2
12	Точка мониторинга 7	А3 (атмосферный воздух)	-	-	2000 м от факельной установки по направлению ветра
13	Точка мониторинга 8	А3п (атмосферный воздух)	-	-	2000 м от факельной установки по направлению ветра, в 200 м справа от т. А3
14	Точка мониторинга 9	А3л (атмосферный воздух)	-	-	2000 м от факельной установки по направлению ветра в 200 м слева от т. А3
1.3 Площадки мониторинга в районе расположения удаленных объектов НВОС					
15	Площадка мониторинга 5 (ПМ-5)	АВ-5 (атмосферный воздух), С-5 (снежный покров), П-5 (почвенный покров)	56,63504	67,23907	130 м ЗЮЗ КПП объекта НВОС Куст скважин NP-1
16	Площадка мониторинга 6 (ПМ-6)	АВ-6 (атмосферный воздух), С-6 (снежный покров), П-6 (почвенный покров)	56,64839	67,24167	120 м СЗ обваловки объекта НВОС Куст скважин NP-1 в сторону р. Лёк-Харь-Яга
17	Площадка мониторинга 7 (ПМ-7)	АВ-7 (атмосферный воздух), С-7 (снежный покров), П-7 (почвенный покров)	56,57868	67,21151	100 м южнее КПП объекта НВОС Куст скважин WP-1
18	Площадка мониторинга 8 (ПМ-8)	АВ-8 (атмосферный воздух), С-8 (снежный покров), П-8(почвенный покров)	56,57194	67,21645	210 м севернее обваловки объекта НВОС Куст скважин WP-1
19	Площадка мониторинга 9 (ПМ-9)	АВ-9 (атмосферный воздух), С-9 (снежный покров), П-9 (почвенный покров)	56,7385	67,17232	50 м ЗЮЗ КПП объекта НВОС Куст скважин EP-1
20	Площадка мониторинга 10 (ПМ-10)	АВ-10 (атмосферный воздух), С-10 (снежный покров), П-10 (почвенный покров)	56,74195	67,17777	20 м от обваловки объекта НВОС Куст скважин EP-1
21	Площадка мониторинга 11	АВ-11(атмосферный воздух), С-11 (снежный покров),	56,67842	67,20438	100 м ЮЮЗ КПП объекта НВОС Куст скважин EP-2

	(ПМ-11)	П-11 (почвенный покров)			
22	Площадка мониторинга 12 (ПМ-12)	АВ-1 2(атмосферный воздух), С-12 (снежный покров), П-1 2(почва)	56,68905	67,20836	25 м от северного угла обвалования объекта НВОС Куста скважин ЕР-2
1.4 Точки мониторинга на объекте НВОС Вахтовый посёлок					
23	Точка мониторинга 10	ВП-1 (атмосферный воздух)	56,498028	67,187478	рядом с жилыми корпусами вахтового посёлка
24	Точка мониторинга 11	ВП-2 (атмосферный воздух)	56,497631	67,187049	рядом с дизельными генераторами
25	Точка мониторинга 12	П1к (почвенный покров)	56.498916	67.187119	в месте накопления отходов рядом со зданием очистки стоков
26	Точка мониторинга 13	П2к (почвенный покров)	56,496738	67,187686	в месте накопления отходов рядом со столовой вахтового посёлка
1.5 Точки мониторинга на объекте НВОС Новый вахтовый посёлок					
27	Точка мониторинга 14	ВП-3 (атмосферный воздух)	56.604943	67.174760	рядом с автомобильной стоянкой
28	Точка мониторинга 15	ВП-4 (атмосферный воздух)	56.603709	67.174502	рядом с жилыми корпусами вахтового посёлка
2. Пункты мониторинга водных объектов					
29	Пункт мониторинга водных объектов 1 (ГМ-1)	В-1 (поверхностные воды) Д-1 (донные отложения)	56,60505	67,18279	215 м выше по течению перехода межкустовой дороги через ручей Безымянный
30	Пункт мониторинга водных объектов 2 (ГМ-2)	В-2 (поверхностные воды) Д-2 (донные отложения)	56,66015	67,18219	на ручье Безымянном в районе устья при впадении в р. Колва
31	Пункт мониторинга водных объектов 3 (ГМ-3)	В-3 (поверхностные воды) Д-3 (донные отложения)	56,64962	67,24217	на р. Лёк-Харь-Яга в районе объекта НВОС Куст скважин НР-1
32	Пункт мониторинга водных объектов 4 (ГМ-4)	В-4 (поверхностные воды) Д-4 (донные отложения)	56,71046	67,20014	на р. Колва выше устья р. Лёк-Харь-Яга на 160 м
33	Пункт мониторинга водных объектов 5 (ГМ-5)	В-5 (поверхностные воды) Д-5 (донные отложения)	56,7149	67,1994	на р. Лёк-Харь-Яга в районе устья при впадении в р. Колва

34	Пункт мониторинга водных объектов 6 (ГМ-6)	В-6 (поверхностные воды) Д-6 (донные отложения)	56,73138	67,15862	на р. Колва в 4,7 км ЮВ КПП ЦПС
35	Пункт мониторинга водных объектов 7 (ГМ-7)	В-7 (поверхностные воды) Д-7 (донные отложения)	56,73762	67,17221	на ручье в 90 м ЗЮЗ КПП объекта НВОС Куст скважин ЕР-1
36	Пункт мониторинга водных объектов 8 (ГМ-8)	В-8 (поверхностные воды) Д-8 (донные отложения)	56,5779	67,21169	на ручье в 80 м от КПП объекта НВОС WP-1
3. Пункты мониторинга подземных вод					
37	Наблюдательная скважина 1	ПВ-1 (подземные воды)	56,631262	67,180680	на площадке ЦПС объекта НВОС Куст 108 (ЦПС) и система промысловых трубопроводов рядом с резервуарами дизельного топлива 80 и 50 м ³
38	Наблюдательная скважина 2	ПВ-2 (подземные воды)	56,632810	67,180646	на кусте 108 объекта НВОС Куст 108 (ЦПС) и система промысловых трубопроводов напротив южного ряда скважин
39	Наблюдательная скважина 3	ПВ-3 (подземные воды)	56,639838	67,179178	вне промышленной площадки в 250 м к северо-востоку от КПП ЦПС
40	Наблюдательная скважина 4	ПВ-4 (подземные воды)	56,741230	67,177569	вне промышленной площадки в 50 м от северо-западного угла площадки объекта НВОС Куст скважин ЕР-1 (бывшая скв. ЕР-11)
41	Наблюдательная скважина 5	ПВ-5 (подземные воды)	56,736219	67,174458	вне промышленной площадки в 20 м от обваловки объекта НВОС Куст скважин ЕР-1 (бывшая скв. ЕР-12)
42	Наблюдательная скважина 6	ПВ-6 (подземные воды)	56,639714	67,238725	вне промышленной площадки в 15 м от обваловки объекта НВОС Куст скважин NP-1 (бывшая скв. NP-11)
43	Наблюдательная скважина 7	ПВ-7 (подземные воды)	56,646307	67,242082	вне промышленной площадки в 70 м от северного угла площадки объекта НВОС Куст скважин NP-1 (бывшая скв. NP-12)

44	Наблюдательная скважина 8	ПВ-8 (подземные воды)	56,683735	67,208447	вне промышленной площадки в 25 м севернее обваловки объекта НВОС Куст скважин ЕР-2 (бывшая скв. ЕР-21)
45	Наблюдательная скважина 9	ПВ-9 (подземные воды)	56,683040	67,204780	на 200 м ВЮВ КПП объекта НВОС Куст скважин ЕР-2 в районе объездной дороги (бывшая скв. ЕР-22)
46	Наблюдательная скважина 10	ПВ-10 (подземные воды)	56,574050	67,213360	вне промышленной площадки в 4 м от юго-западной стороны объекта НВОС Куст скважин WP-1 (бывшая скв. WP-11)
47	Наблюдательная скважина 11	ПВ-11 (подземные воды)	56,579720	67,213330	вне промышленной площадки в 120 м восточнее объекта НВОС Куст скважин WP-1 (бывшая скв. WP-12)
4. Геокриологические площадки					
48	Геокриологическая площадка 1	К-1 (глубина оттаивания грунтов)	56,608939	67,171435	вне промышленной площадки в 290 м южнее дороги на новый вахтовых жилой комплекс
49	Геокриологическая площадка 2	К-2 (глубина оттаивания грунтов)	56,640525	67,159032	2040 м ЮЮВ КПП ЦПС

Таблица 5.2. Сводная таблица проведения производственного экологического мониторинга на объектах ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» Харьягинского месторождения

№ п/п	Объект контроля	Привязка	№ точки	Периодичность	Количество и состав контролируемых параметров
1	2	3	4	5	6
1	Атмосферный воздух	Площадки мониторинга 1-12, площадка мониторинга Ф	АВ-1, АВ-2, АВ-3, АВ-4, АВ-5, АВ-6, АВ-7, АВ-8, АВ-9, АВ-10, АВ-11, АВ-12, АВ-Ф	2 раза в год (зимний, летний период)	6 параметров: Азота диоксид, Азот (II) оксид, Сера диоксид, Дигидросульфид, Углерод оксид, Углеводороды сумма
		Точки мониторинга 1-9	А1, А1п, А1л, А2, А2п, А2л, А3, А3п, А3л	1 раз в год (зимний период)	8 параметров: Азота диоксид, Азот (II) оксид, Углерод (сажа), Сера диоксид, Дигидросульфид, Углерод оксид, Метан, Этантиол,
				1 раз в 5 лет (зимний период)	2 параметра: Бенз(а)пирен, Метантиол
		Точки мониторинга 10, 11, 14, 15	ВП-1, ВП-2, ВП-3, ВП-4	1 раз в год (зимний период)	7 параметров: Азота диоксид, Азот (II) оксид, Углерод (сажа), Сера диоксид, Дигидросульфид, Углерод оксид, Углеводороды сумма
2	Снежный покров	Площадки мониторинга 1-12, площадка мониторинга Ф	С-1, С-2, С-3, С-4, С-5, С-6, С-7, С-8, С-9, С-10, С-11, С-12, С-Ф	1 раз в год (период максимального снегонакопления)	13 параметров: рН, Взвешенные вещества, Гидрокарбонаты, Хлориды, Сульфаты, Нитраты, Медь, Цинк, Свинец, Никель, Нефтепродукты, Мощность снежного покрова, Плотность
3	Почвенный покров	Площадки мониторинга 1-12, площадка мониторинга Ф	П-1, П-2, П-3, П-4, П-5, П-6, П-7, П-8, П-9, П-10, П-11, П-12, П-Ф	1 раз в год (конец теплого периода)	17 параметров: Гранулометрический состав, рН солевой, Нефтепродукты, Хлорид-ионы, Сульфат-ионы, Нитрат-ионы, Фосфат-ионы, Барий, Калий,

№ п/п	Объект контроля	Привязка	№ точки	Периодичность	Количество и состав контролируемых параметров
1	2	3	4	5	6
					Кальций, Магний, Медь, Мышьяк, Натрий, Никель, Свинец, Цинк
		Точки мониторинга 12, 13	П1к, П2к	1 раз в год (конец теплого периода)	9 параметров: Нефтепродукты, Медь, Мышьяк, Никель, Ртуть, Свинец, Хром, Цинк, рН (солевой)
4	Поверхностные воды	Площадки мониторинга водных объектов 1-8	В-1, В2, В-3, В-4, В-5, В-6, В-7, В-8	2 раза в год (период половодья, летняя межень)	22 параметра: рН, Сухой остаток, Взвешенные вещества, Гидрокарбонат, Нефтепродукты, БПК 5, ХПК, Хлорид-ионы, Сульфат-ионы, Нитрат-ионы, Фосфат-ионы, Натрий, Калий, Кальций, Магний, Марганец, Медь, Цинк, Никель, Свинец, Мышьяк, Барий
5	Донные отложения	Площадки мониторинга водных объектов 1-8	Д-1, Д-2, Д-3, Д-4, Д-5, Д-6, Д-7, Д-8	1 раз в год (конец теплого периода)	12 параметров: Гранулометрический состав, рН солевой, Нефтепродукты, Хлорид-ионы, Сульфат-ионы, Нитрат-ионы, Барий, Медь, Мышьяк, Никель, Свинец, Цинк
6	Подземные воды	Наблюдательные скважины 1-11	ПВ-1, ПВ-2, ПВ-3, ПВ-4, ПВ-5, ПВ-6, ПВ-7, ПВ-8, ПВ-9, ПВ-10, ПВ-11	1 раз в год (конец теплого периода)	20 параметров: рН, Мышьяк, Барий, Кальций, Медь, Железо, Калий, Магний, Марганец, Натрий, Никель, Свинец, Цинк, Гидрокарбонат-ион, Хлорид-ионы, Сульфат-ионы, Нитрат-ионы, Фосфат-ионы, Нефтепродукты, ХПК

№ п/п	Объект контроля	Привязка	№ точки	Периодичность	Количество и состав контролируемых параметров
1	2	3	4	5	6
7	Мониторинг глубины оттаивания грунтов	Геокриологическая площадка 1,2	К-1, К-2	1 раз в год (конец теплого периода)	2 параметра: Глубина оттаивания грунта, тип грунта

6. ФОРМЫ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ОТЧЁТНОСТИ И ПЛАН-ГРАФИК ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ.

Формы отчетности по результатам проведения производственного экологического мониторинга на Харьягинском месторождении должны включать в себя:

- оперативное информирование в случае выявления неблагоприятных процессов и явлений;
- ежеквартальный информационный отчет о результатах выполненных работ в отчетный период;

По результатам работ составляется ежегодный итоговый отчет мониторинга на территории Харьягинского месторождения.

В отчетных документах выполняется обобщение и интерпретация полученных данных, математическая обработка результатов анализов, определение интегрированных показателей состояния природной среды. Формируется база данных первичной информации.

Отчет предоставляется в формате MS Word.

Отчет должен включать в себя физико-географическое описание территории месторождения, состав всех работ, методы исследования, сроки проведения работ, результаты работ и их интерпретация, скан-копии актов отборов проб, скан-копии протоколов количественного химического анализа, картографическое представление пунктов мониторинга, фотографический материал состояния природной среды и хода проведения работ.

Протоколы химических анализов должны содержать сведения о допустимых концентрациях, установленных соответствующими нормативными документами.

Отчет предоставляется на бумажном и электронном носителях. В бумажном виде предоставляются подписанные и заверенные печатью акты отбора проб и протоколы количественного химического анализа.

Таблица 6.1. План-график проведения работ

№ п/п	Вид работ	Месяц проведения работ											
		январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
1	Атмосферный воздух:			X					X				X
1.1	Площадки мониторинга			X					X				
1.2	Подфакельные наблюдения												X
1.3	Вахтовый посёлок												X
4.4	Новый вахтовый посёлок												X
2	Снежный покров			X									
3	Почвы								X				
3.1	Площадки мониторинга								X				
3.2	Вахтовый посёлок								X				
4	Поверхностные воды						X		X				
5	Донные отложения								X				
6	Подземные воды								X				
7	Мониторинг криоплощадок								X				
8	Составление итогового отчета												X

7. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для всех стадий освоения месторождений углеводородов, начиная с геологоразведочных работ до введения его в эксплуатацию, характерно интенсивное геохимическое и физико-механическое воздействие на природную среду. При этом происходит нарушение естественного экологического состояния окружающей среды, а в отдельных случаях отмечается необратимая трансформация ее компонентов. Основной причиной возникновения негативных воздействий является не соблюдение персоналом природоохранных требований, нарушение технологических процессов, низкое экологическое качество применяемых материалов и реагентов.

Одной из основных задач, решаемых в период ведения производственного экологического мониторинга, является экологический контроль за уровнем загрязнения природной среды на действующих производственных объектах и определение эффективности природоохранных мероприятий.

Предлагаемая Программа производственного экологического мониторинга на территории Харьягинского месторождения составлена на основе ранее проводимых мониторинговых исследований территории месторождения. Месторасположение пунктов мониторинга принято на основании ранее действующей Программы локального экологического мониторинга, с целью отследить динамику изменения качества окружающей среды в конкретных точках, в которых проводились многолетние исследования.

Рекомендуемая система мониторинга позволяет контролировать состояние поверхностных вод и донных отложений, почв и грунтов, атмосферного воздуха и снежного покрова. Структура наблюдательной сети определена, исходя из комплексности, рациональности и целесообразности решения задач мониторинга.

В связи с существующей техногенной нагрузкой предложенная мониторинговая сеть и периодичность отбора проб представляются достаточными и рациональными. Все компоненты природной среды охватываются вышеописанными исследованиями.

Местоположение пунктов мониторинга могут быть изменены и дополнены в связи с изменением статуса, введением или выведением из строя действующих техногенных объектов, а также в результате аварий.

Приложение А – Обзорная карта-схема
расположения объектов ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга"

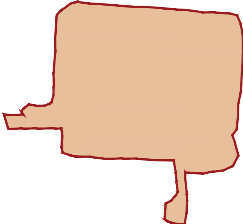








Объекты НВОС

Номер на плане	Наименование
1	Куст 108 (ЦПС) и система промышленных трубопроводов
2	Куст скважин NP-1
3	Куст скважин EP-1
4	Куст скважин EP-2
5	Куст скважин WP-1
6	Вахтовый поселок
7	Новый вахтовый поселок

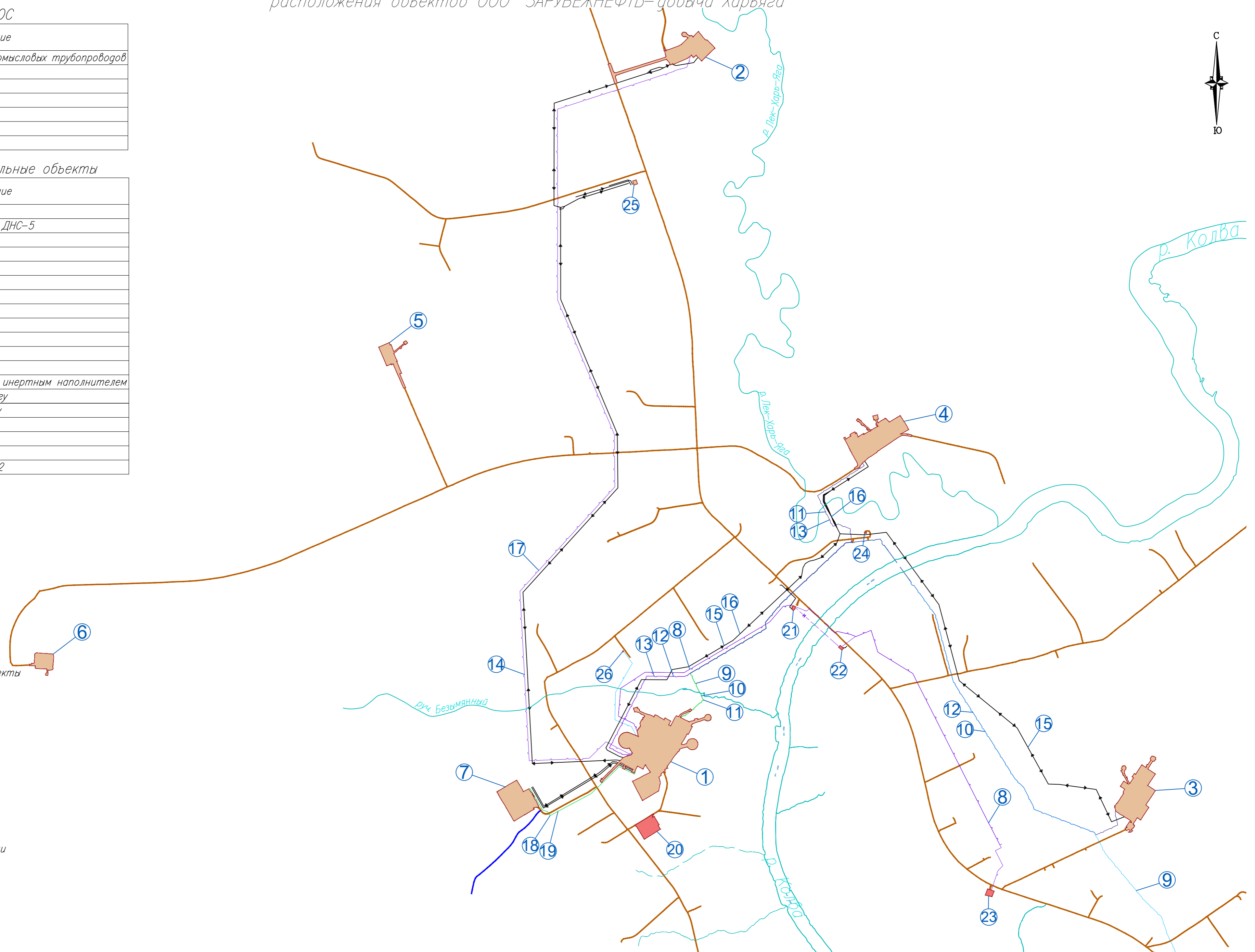
Линейные и вспомогательные объекты

Номер на плане	Наименование
8	Нефтепровод Куст 108 – ГНС
9	Газопровод ЦПС-точка врезки ДНС-5
10	Водовод EP-1-ЦПС
11	Водовод ЦПС-EP-2
12	Нефтепровод EP-1-ЦПС
13	Нефтепровод EP-2-ЦПС
14	Трубопровод ЦПС-NP-1
15	ВЛ-6кВ ЦПС-EP-1
16	ВЛ-6кВ ЦПС-EP-2
17	ВЛ ЦПС-NP-1
18	Водовод ЦПС-НВП
19	Газопровод ЦПС-НВП
20	Производственная площадка с инертным наполнителем
21	Площадка ЗРА на правом берегу
22	Площадка ЗРА на левом берегу
23	Площадка Узла СОД, ГНС
24	Подстанция
25	ПС 35/6 кВ "ЗХ"
26	Узел подключения ГП ЦПС-ДНС2

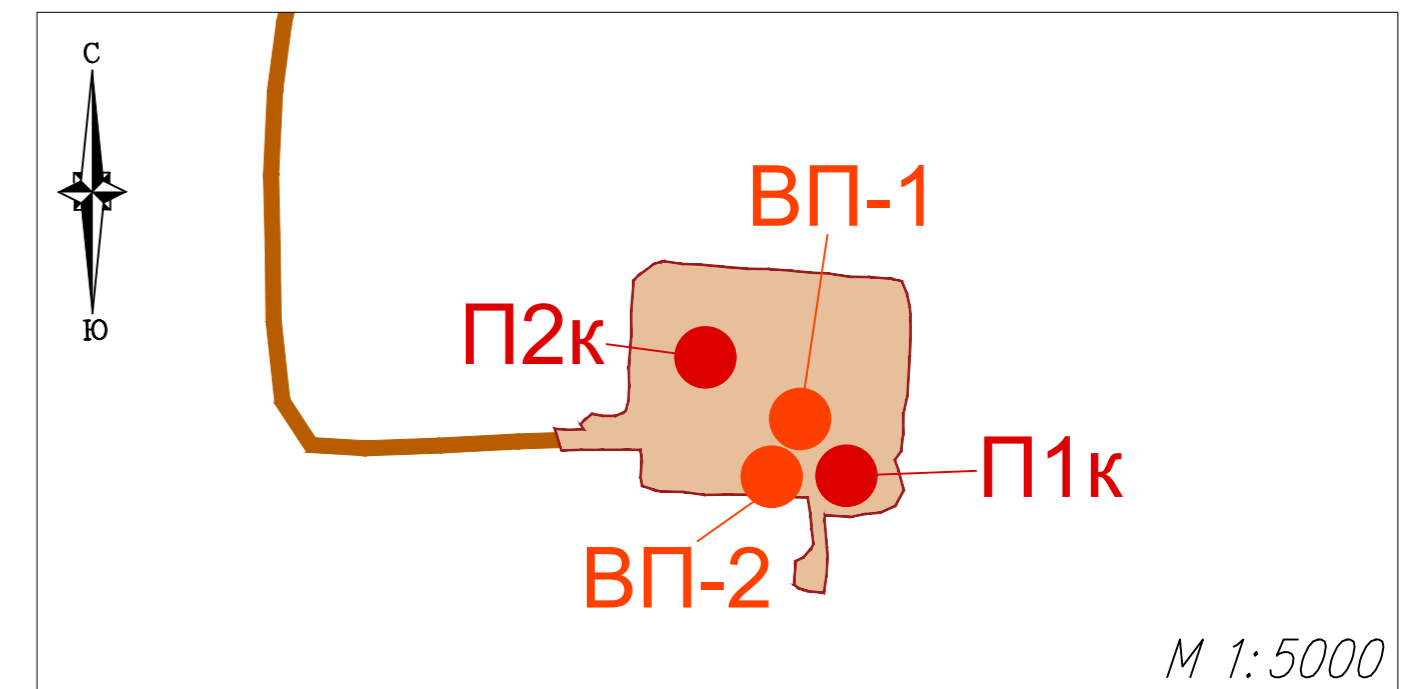
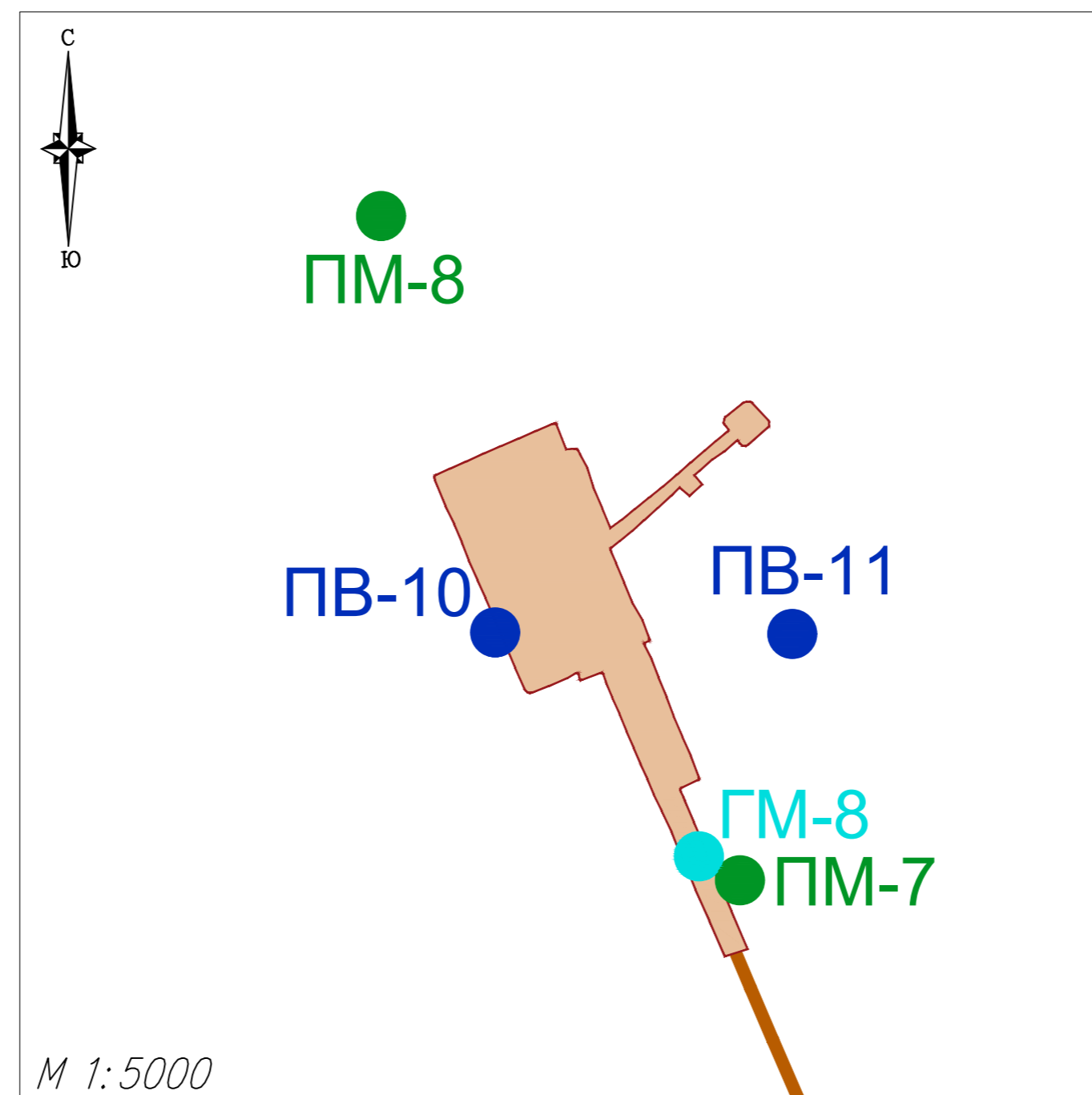
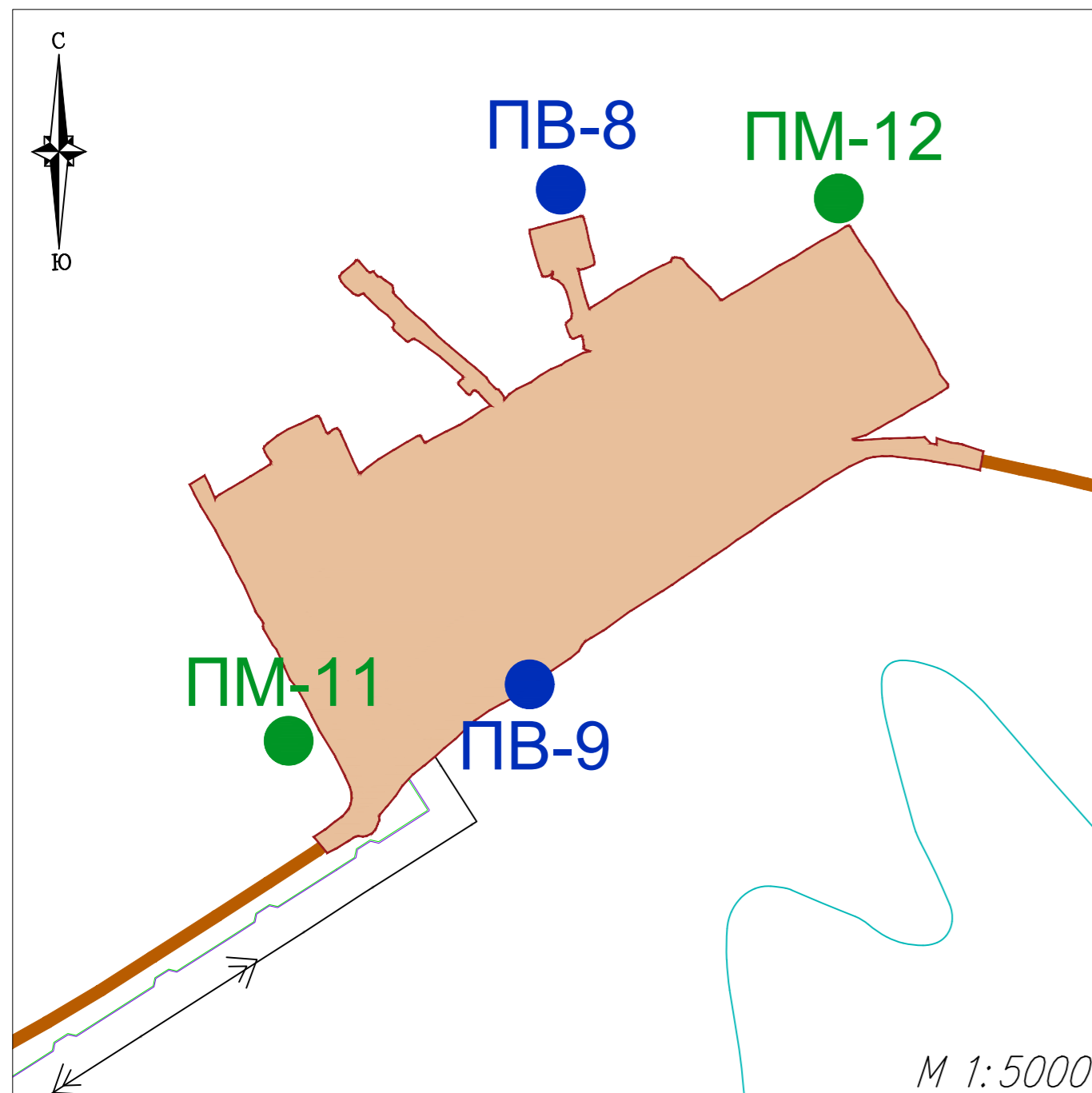
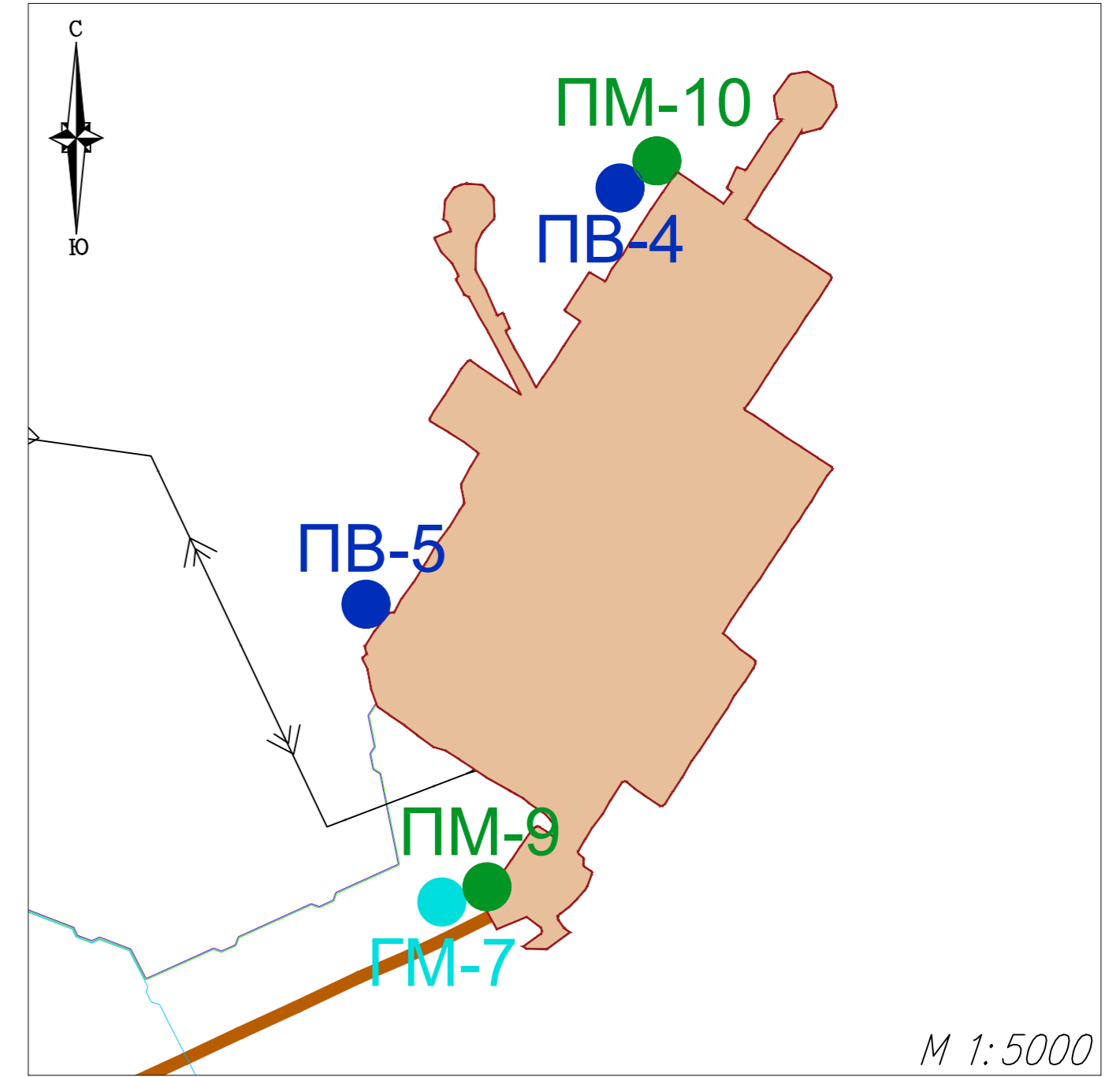
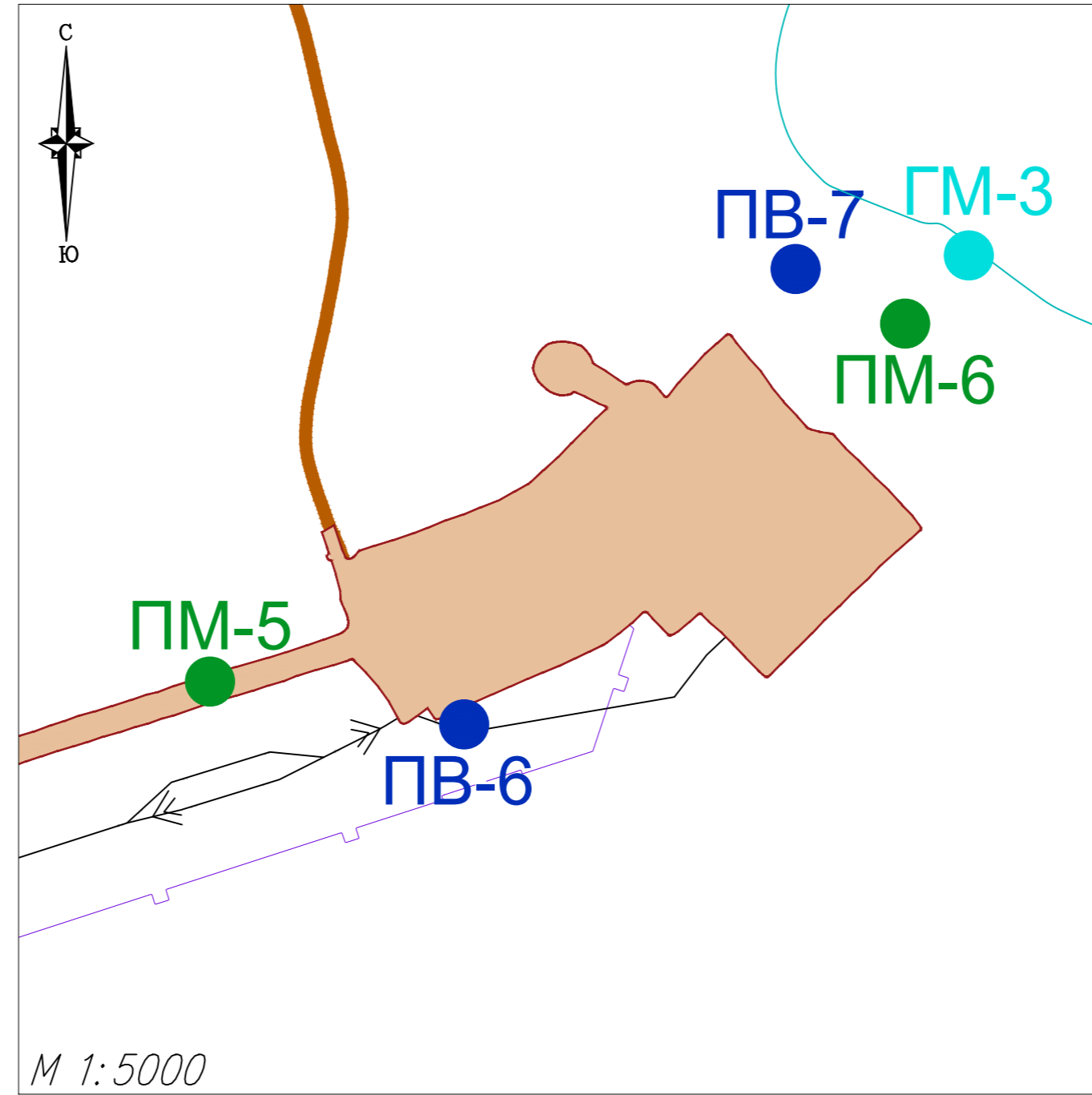
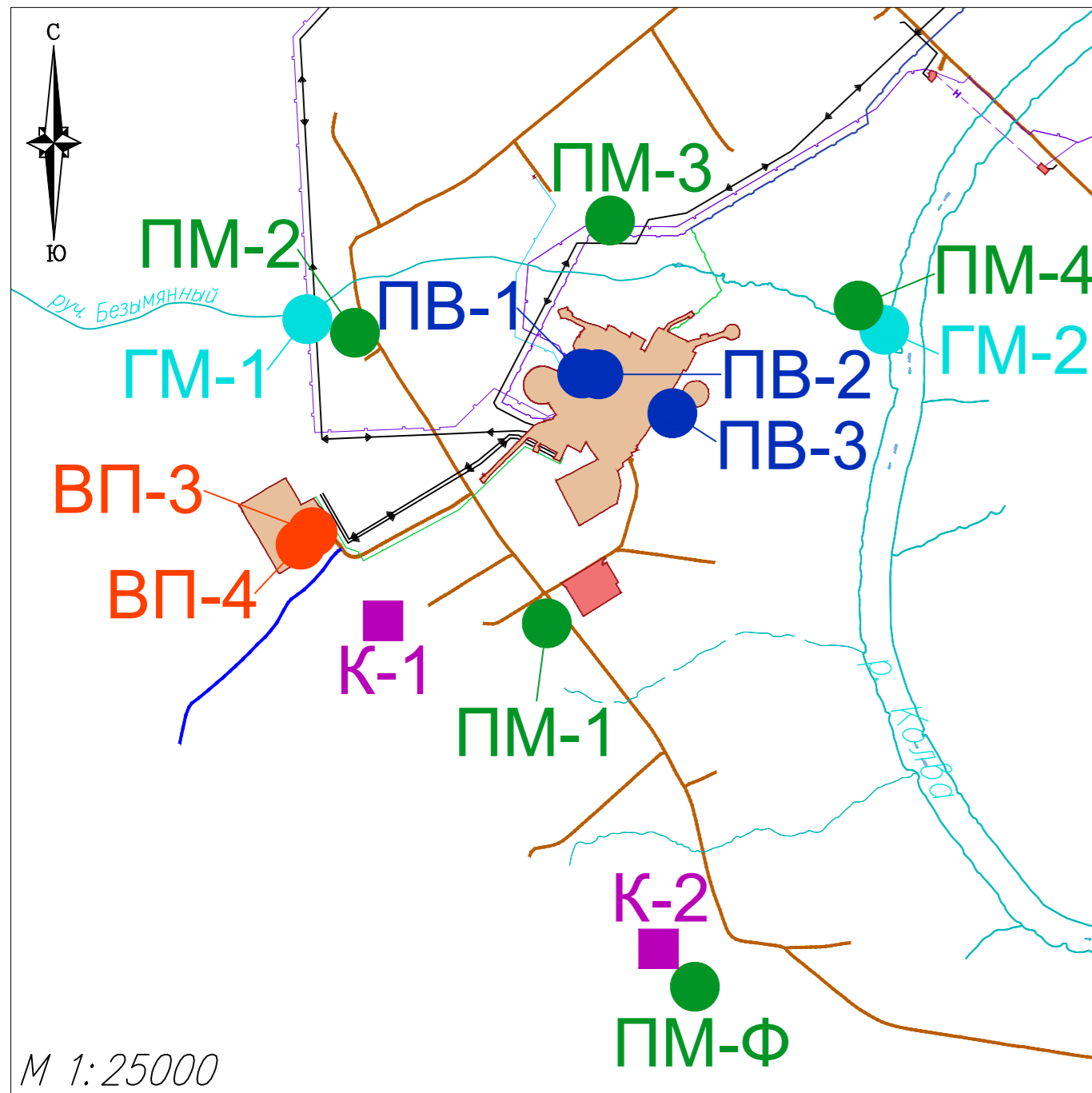
Условные обозначения

	Объекты НВОС
	Вспомогательные объекты
	Нефтепроводы
	Газопроводы
	Водоводы
	Автодороги
	Автозимники
	Линии электропередачи
	Водные объекты

Формат А2
М 1:25000



Приложение Б – Карты-схемы расположения объектов мониторинга



- Условные обозначения
- | | |
|--|--|
| <p>● ПМ-1 Площадки мониторинга атмосферного воздуха, снежного и почвенного покрова</p> <p>● ГМ-1 Пункты мониторинга водных объектов</p> <p>● ПБ-1 Пункты мониторинга подземных вод</p> | <p>● ВП-1 Точки мониторинга атмосферного воздуха</p> <p>● П1к Точки мониторинга почвенного покрова</p> <p>● К-1 Геокриологические площадки</p> |
|--|--|

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Нормативная

1. Федеральный закон Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» (в редакции от 27 декабря 2019 г.);
2. Федеральный закон Российской Федерации от 24 июня 1998 г. № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления» (в редакции от 07 апреля 2020 г.);
3. Федеральный закон Российской Федерации от 4 мая 1999 г. № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» (в редакции от 26 июля 2019 г.);
4. Водный Кодекс Российской Федерации (в редакции от 24 апреля 2020 г.);
5. Земельный кодекс Российской Федерации № 136-ФЗ от 25.10.01 (в редакции от 18.03.2020 г.);
6. ГОСТ Р 56063-2014 «Производственный экологический мониторинг. Требования к программам производственного экологического мониторинга»;
7. ГОСТ Р 56059-2014 «Производственный экологический мониторинг. Общие положения»;
8. ГОСТ 22.1.02-97 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мониторинг и прогнозирование. Термины и определения»;
9. ГН 2.1.6.3492-17 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе городов и сельских поселений»;
10. ГН 2.1.6.2309-07 «Ориентировочные безопасные уровни воздействия (ОБУВ) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населённых мест»;
11. Приказ Минсельхоза России от 13.12.2016 N 552 (ред. от 12.10.2018) «Об утверждении нормативов качества воды водных объектов рыбохозяйственного значения, в том числе нормативов предельно допустимых концентраций вредных веществ в водах водных объектов рыбохозяйственного значения»;
12. ГН 2.1.5.1315-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования»;
13. ГН 2.1.7.2041-06 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве»;
14. ГН 2.1.7.2511-09 «Ориентировочно допустимые концентрации (ОДК) химических веществ в почве. Гигиенические нормативы»;
15. Письмо Минприроды России от 27.12.1993 N 04-25/61-5678 «О порядке определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами»;

16. Постановление Правительства РФ от 21.08.2000 N 613 (ред. от 14.11.2014) «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов»;
17. Приказ МПР РФ от 03.03.2003 N 156 «Об утверждении Указаний по определению нижнего уровня разлива нефти и нефтепродуктов для отнесения аварийного разлива к чрезвычайной ситуации»;
18. РД 52. 04.186-89 «Руководство по контролю загрязнения атмосферы»;
19. ГОСТ 31861-2012 «Вода. Общие требования к отбору проб»;
20. ГОСТ 17.1.5.01-80 «Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие требования к отбору проб донных отложений водных объектов для анализа на загрязненность»;
21. ISO 5667-12:2017 «Качество воды. Отбор проб. Часть 12. Руководство по отбору проб из донных отложений рек, озер и эстуариев»;
22. ГОСТ 17.4.4.02-2017 «Охрана природы (ССОП). Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа»;
23. ГОСТ 17.4.3.01-2017 «Охрана природы (ССОП). Почвы. Общие требования к отбору проб»;
24. ГОСТ 26262-2014 «Грунты. Методы полевого определения сезонного оттаивания»;
25. РД 52.24.309-2016 «Организация и проведение режимных наблюдений за загрязнением поверхностных вод суши»;

Научная

26. Методические указания по принципам организации системы наблюдений и контроля за качеством воды водоемов и водотоков по сети Госкомгидромета в рамках ОГСНК, Гидрометеоздат, 1984;
27. Васильевская В.Д., Михайлов И.С., Ливеровская И.Т., Игнатенко И.В., Наумов Е.М., Караваева Н.А., Таргульян О.В. 1985. Почвенное районирование. - Атлас Арктики, М.: ГУГК СМ СССР, с. 119.
28. Глазовская М.А. Геохимия природных и техногенных ландшафтов СССР.- М.: Высшая школа, 1988. - 338 с.;
29. Добровольский Г.В., Урусевская И.С. География почв. – Москва: Наука, 2006. – 460 с.;
30. Егоров В.В. и др. Классификации и диагностика почв СССР.- М.: «Колос», 1977.-224 с.;

31. Инструкция по идентификации источника загрязнения водного объекта нефтью. Утв. Приказом Минприроды РФ от 2 августа 1994г. № 241;
32. Орлов Д.С. Химия почв, МГУ, 1985, 376 с.;
33. Перельман А.И. Геохимия ландшафта. «Высшая школа», М. 1966.