

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор ТОО «Ком-
мунай»


Джакишев Д.А.



ПРОЕКТ
НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ СБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ
МЕСТОРОЖДЕНИЕ «КОМСОМОЛЬСКОЕ»
ТОО «КОМ-МУНАЙ» НА 2023 ГОД

Генеральный директор
ТОО «Ecopolis Technologies»


Жатько Д.В.



Ақтау, 2022 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	Подпись	ФИО
Инженер-эколог ТОО «Ecopolis Technologies»		Аубекерова А.Е. (раздел 1, 2, 3, 4, 5, 6)
Инженер-эколог ТОО «Ecopolis Technologies»		Габдулова Е.К. (раздел 7,8,9,10,11,12,13)

ОГЛАВЛЕНИЕ

РАЗДЕЛ 1. АННОТАЦИЯ	6
РАЗДЕЛ 2. ВВЕДЕНИЕ	8
РАЗДЕЛ 3. ХАРАКТЕРИСТИКА СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ	9
3.1 Общие сведения о предприятии	9
3.2 Краткая характеристика физико-географических и климатических условий района размещения предприятия	16
3.2.1 Климатические условия	16
3.2.2 Характеристика геологического строения месторождения	19
3.2.3 Геолого-гидрогеологические условия	22
3.2.4 Свойства и состав подземных вод	23
РАЗДЕЛ 4. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	27
4.1 Характеристика предприятия как источника загрязнения водного бассейна	29
4.1.1 Краткая характеристика технологии добычи и подготовки нефти и газа	30
КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ГАЗА, МОЛЬНОЕ СОДЕРЖАНИЕ, %	35
4.1.2 Технологический процесс сбора и подготовки воды.....	43
4.1.3 Технологический процесс использования технической пресной воды для обессоливания сырой нефти	44
РАЗДЕЛ 5. ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩИХ СИСТЕМ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ	45
5.1 Водоснабжение объектов ТОО «Ком-Мунай»	45
5.1.1 Обеспечение водой питьевого качества объектов месторождения	45
5.1.2 Система производственного водоснабжения	46
5.1.3 Использование водных ресурсов.....	47
5.2 Водоотведение объектов ТОО «Ком-Мунай»	47
5.2.1 Очистные сооружения биологической очистки сточных вод.....	51
5.2.2 Подготовка воды для закачки в пласт	53
5.3 Эффективность работы очистных сооружений и установок	58
5.3.1 Канализационные очистные сооружения.....	58
5.3.2 Установка водоподготовки Siemens	59
РАЗДЕЛ 6. КОНТРОЛЬ ЗА ЗАГРЯЗНЕНИЕМ ПОДЗЕМНЫХ ВОД	61
6.1 Существующая программа производственного мониторинга подземных вод	61
6.1.1 Мониторинг подземных вод.....	61
6.2 Выводы	70
РАЗДЕЛ 7. НОРМАТИВЫ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ СБРОСОВ (ПДС)	72
7.1 Расчет нормативов ПДС загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты	72
7.1.1 Определение понятия нормативов ПДС загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в недра	72
7.1.2 Обоснование перечня нормируемых показателей качества сточных вод.....	73
7.1.3 Требования и рекомендации к системе ППД и качеству воды, используемой для заводнения	75
7.1.4 Обоснование величины нормируемых показателей качества сточных вод	76
*контроль загрязняющих веществ ведется с 2 квартала 2021 года.	77

7.1.5 Предельно-допустимый сброс загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты	77
7.2 Нормативы сбросов загрязняющих веществ.....	79
РАЗДЕЛ 8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ АВАРИЙНЫХ СБРОСОВ ВОД.....	81
8.1 Вероятные аварийные ситуации и их воздействие на окружающую среду.....	81
8.2 Защита от загрязнения поверхностных и подземных вод.....	82
8.3 Мероприятия, предотвращающие воздействие сточных вод на окружающую среду	82
РАЗДЕЛ 9. КОНТРОЛЬ ЗА СОБЛЮДЕНИЕМ НОРМАТИВОВ ПДС.....	84
РАЗДЕЛ 10. ПРЕДЛАГАЕМЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОСТИЖЕНИЮ НОРМАТИВОВ ПДС И ДАЛЬНЕЙШЕМУ ИХ СОКРАЩЕНИЮ.....	86
РАЗДЕЛ 11. РАСЧЕТ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА СБРОСЫ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ.....	87
11.1 Расчет платежей.....	87
РАЗДЕЛ 12. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	88
РАЗДЕЛ 13. ПРИЛОЖЕНИЯ	89

Список таблиц

Таблица 1-1 Объёмы сточных вод и ПДС	7
Таблица 3.1-2 Физико-химические свойства нефти месторождения Комсомольское	10
Таблица 3.1-3 Состав товарного газа месторождения Комсомольское.....	10
Таблица 3.1-4 Показатели добычи на месторождении Комсомольское в 2023 г.....	11
Таблица 3.1-5 Общий фонд скважин м/р Комсомольское.....	13
Таблица 5.1-1 Показатели качества питьевой воды	46
Таблица 5.1-2 Микробиологические показатели качества питьевой воды.....	46
Таблица 5.1-3 Потребность в воде на месторождении «Комсомольское» на 2023 г.....	47
Таблица 5.2-7 Физико-химические свойства подземных вод.....	57
Таблица 7.1-2 Требования к закачиваемой воде	75
Таблица 7.1-3 Нормы содержания механических примесей и нефтепродуктов в воде.....	76
Таблица 7.1-5 Предельно-допустимый сброс (ПДС) загрязняющих веществ, закачиваемых с производственными сточными водами в недра на 2023г.	78
Таблица 7.2-2 Расчет нормативов предельно-допустимых сбросов сточных вод.....	78
Таблица 7.2-1 Нормативы сбросов загрязняющих веществ по предприятию	80
Таблица 8.3-1 Предлагаемый график контроля за соблюдением нормативов ПДС	85

Список рисунков и фотографий

Рисунок 3.1-1 Ситуационная карта-схема расположения месторождения Комсомольское ...	12
Рисунок 3.1-2 Схема расположения пробуренных скважин на месторождении Комсомольское	15
Рисунок 3.2-1 Производственный офис ТОО «Ком-Мунай»	28
Рисунок 3.2-2 Вахтовый городок ТОО «Ком-Мунай».....	28
Рисунок 4.1-1 Принципиальная технологическая схема ЦППН ТОО «Ком-Мунай».....	42

Список приложений

Приложение 1. Лицензия на природоохранное проектирование и нормирование;

Приложение 2. Определение концентраций загрязняющих веществ в хозяйственно-бытовых сточных водах;

Приложение 3. Договор на вывоз хозяйственных сточных вод;

Приложение 4. Разрешение на специальное водопользование (забор подземных вод);

Приложение 5. Паспорт водоочистой установки Siemens

;

РАЗДЕЛ 1. АННОТАЦИЯ

В процессе работы собраны общие данные о районе размещения месторождения Комсомольское и Компании ТОО «Ком-Мунай», представлены сведения о Компании, дана краткая характеристика технологии производства по всем производственным площадкам, как источникам образования сточных вод.

Обследована система водохозяйственной деятельности Компании в целом и отдельных производственных площадок.

Проведено визуальное обследование работы водоочистных установок для очистки воды до питьевого качества и ее использование для хозяйственно-питьевых нужд на объектах Компании.

Проведено визуальное обследование работы канализационных очистных сооружений очистки хозяйственных сточных вод и производственно-дождевых сточных вод.

Проведено визуальное обследование приемника сточных вод - полигона закачки вод для поддержания пластового давления.

Получены инженерно-геологические и гидрогеологические параметры участка размещения приемников сточных вод.

Выполнены расчеты водопотребления и водоотведения, а также составлены водохозяйственные балансы по месторождению в целом на существующее положение, а также с учётом перспективы развития производства на 2023 г.

Проведена инвентаризация выпусков сточных вод после очистных и в подземные горизонты с объемами сточных вод по ТОО «Ком-Мунай» на 2023 г.

Проведена статистическая обработка результатов химических анализов хозяйственно-бытовых сточных вод за 2019–2021 гг., поступающих пруд-накопитель для определения качества сточных вод после очистки.

Определено качество производственных сточных вод, закачиваемых в подземные горизонты, для нормирования сбросов.

Дана оценка существующих систем водоснабжения и канализации объектов Компании, эффективности работы приемников сточных вод и имеющихся очистных сооружений.

В соответствии с действующими методиками в Республике Казахстан произведены расчеты определения предельно-допустимой концентрации загрязняющих веществ и расчеты предельно допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в пруд-накопитель.

Разработаны предложения / рекомендации по установлению нормативов на закачиваемую сточную воду в подземные горизонты и произведены расчёты определения предельно допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ, закачиваемых с производственными сточными водами в подземные горизонты на 2023 г.

Рассмотрены вероятные аварийные ситуации и их воздействие на окружающую среду, описаны существующие решения на объектах ТОО «Ком-Мунай» для защиты от загрязнения поверхностных и подземных вод сточными водами, предложены мероприятия по предупреждению аварийных сбросов, по снижению содержания загрязняющих веществ в отводимых сточных водах, эксплуатации очистных сооружений.

Предложены методы контроля за соблюдением установленных нормативов ПДС, составлен График контроля за соблюдением нормативов ПДС на 2023 г. и предложены мероприятия по достижению нормативов ПДС.

Описана существующая система производственного мониторинга грунтовых и сточных вод и представлен анализ влияния сточных вод на качественное состояние грунтовых вод по результатам отчета Производственного мониторинга за 2019–2021 гг.

Произведен расчет количества образующихся осадков на очистных сооружениях и представлены характеристики данных осадков и способы их утилизации.

Проект нормативов предельно-допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты от объектов ТОО «Ком-Мунай» разработан на 2023 г.

Количество выпусков с объемами сточных вод и предельно-допустимыми сбросами загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты от объектов ТОО «Ком-Мунай» на 2023 г. представлено в табл. 1-1.

Таблица 1-1 Объёмы сточных вод и ПДС

№ п/п	Наименование выпуска	Наличие и метод очистки перед сбросом	Объем отводимых сточных вод, тыс. м³/год	ПДС загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами т/год
На 2023 г.				
1	Система поддержания пластового давления. Полигон закачки (подземные горизонты)	Механическая очистка	11,0	2675,8233
	ВСЕГО:		11,0	2675,8233

РАЗДЕЛ 2. ВВЕДЕНИЕ

Основанием для разработки Проекта нормативов предельно-допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты от объектов ТОО «Ком-Мунай» на 2023 год являются:

- Экологический кодекс Республики Казахстан;
- Налоговый кодекс Республики Казахстан;
- Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду, утверждена приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63.

Необходимость согласования проекта нормативов допустимых сбросов связана с внесением решения о поливе зеленых насаждений, пылеподавлении и пр. нужды очищенной хоз-бытовой сточной воды. Годовой объем очищенной сточной воды, используемой для собственных нужд составляет 6300 м³.

Целью разработки проекта ПДС является установление научно-обоснованных предельно-допустимых норм воздействия на окружающую среду, гарантирующих экологическую безопасность и охрану здоровья населения, обеспечивающие предотвращение загрязнения окружающей среды, воспроизводство и рациональное использование природных ресурсов, а также установление лимитов при расчете платы за сбросы загрязняющих веществ в накопители и в подземные горизонты.

Проект выполнен в соответствии с нормативно-методическими документами, которые приведены в Списке использованной литературы.

Проект выполнен ТОО «Ecopolis Technologies» (государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды № 01842Р от 15.06.2016 года). Лицензия выдана Министерством охраны окружающей среды Республики Казахстан на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды, в состав которых входит природоохранное проектирование и нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности.

Адрес заказчика: 130000, Республика Казахстан,
Мангистауская обл.,
г. Актау, 4А мкр-н, здание 18
телефон (+7 7292) 201 410
факс (+7 7292) 201 410
Генеральный директор – **Аймурзаев Е.А.**

Адрес исполнителя: 000001, Республика Казахстан,
г. Нур-Султан, ул. А.Болекпаева, д. 1, к. 83
тел.: 8 (7172) 469-173
тел.моб.: 8 778 626 57 87
e-mail: info_ecopolis@mail.ru
Генеральный директор - **Жатько Д.В.**

РАЗДЕЛ 3. ХАРАКТЕРИСТИКА СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

3.1 Общие сведения о предприятии

Компания имеет два филиала, представленные действующими месторождениями ТОО «Тасбулат Ойл Корпорейшн» и ТОО «Ком-Мунай», расположены в западной части Казахстана, в Мангистауской области.

Главной деятельностью Компании и ее филиалов в Казахстане является добыча сырой нефти.

Офис Компании расположен в здании бизнес центра «Тениз», в 4 микрорайоне города Актау, Мангистауской области Республики Казахстан.

ТОО «Ком-Мунай» является официальным производителем товарной нефти с месторождения Комсомольское,

ТОО «Ком-Мунай» разрабатывает нефтяное месторождение «Комсомольское», расположенное в 387 км северо-западнее Актау. Ситуационная карта-схема расположения месторождения приведена на рисунке 3.1-1.

Утвержденные запасы нефти и растворенного газа по месторождению составляют:

- по категории С1 – 10986 тыс. тонн / 4841 тыс. тонн;
- по категории С2 – 2263 тыс. тонн / 1012 тыс. тонн.

Производственные объекты месторождения Комсомольское расположены в Мангистауском районе Мангистауской области.

Расстояние от областного центра Актау до проектируемого объекта по существующим автомобильным дорогам маршрута Кызан – Тиген – Шетпе – Жетыбай – Актау составляет 277 км. Маршрут от Кызана до месторождения «Комсомольское» протяженностью 110 км, автомобильных дорог с твердым покрытием не имеет.

Граница Мангистауской и Атырауской областей проходит на расстоянии 117 км с северной стороны от участка работ. Действующий нефтепромысел Прорва находится от месторождения Комсомольское на расстоянии 80 км к северу. С южной стороны на расстоянии 120 км расположена ж/д станция Сай Утес. С восточной стороны на расстоянии 160 км расположен пос. Бейнеу. С юго-западной стороны расположены поселки Акшымырау (79 км) и Кызан (86 км).

Поселок Сай-Утес находится в 30 км от ПСПН.

Компания имеет соглашение с Правительством РК «О разделе продукции» на проведение разведки, освоения и добычи нефти и природного газа на площади, ограниченно горным отводом.

Площадь горного отвода месторождения составляет 25,3 км², со следующими координатами угловых точек:

Таблица 3.1-1 Координаты угловых точек месторождения Комсомольское

№ точки	Широта (с.ш.)	Долгота (в.д.)
1	45°14'23"	53°41'00"
2	45°15'56"	53°41'00"
3	45°16'30"	53°42'13"
4	45°17'00"	53°44'30"
5	45°17'03"	53°46'30"
6	45°16'42"	53°46'54"
7	45°15'05"	53°45'43"
8	45°14'46"	53°39'56"

№ точки	Широта (с.ш.)	Долгота (в.д.)
9	45°14'28"	53°42'51"

Месторождение Комсомольское расположено в северо-восточной части полуострова Бузачи в пределах сора Мертвый Култук. Территория представляет собой дно отступившего моря, периодически затапливаемое водой, особенно во время продолжительных северо- западных нагонных ветров. Поверхность района ровная, абсолютные отметки рельефа колеблются в незначительных пределах: от -19 до -27 м. Грунт состоит из песка, ила и битой ракушки. Грунт состоит из песка, ила и битой ракушки. Месторождение Комсомольское как нефтегазоносная структура выявлена и подготовлена сейсморазведкой в 1977–1978 годах к поисковому бурению, которое было начато в 1981 году. Месторождение было открыто в 1984 году.

По административному делению месторождение расположено на территории Мангистауской области РК. Ближайшим населенным пунктом, находящимся непосредственно на юго-западе площади, является поселок Акшымырау на расстоянии 80 км.

Районный центр пос. Шетпе расположен в 240 км к юго-западу от месторождения, а областной центр г. Актау — в 350 км. Ближайшие железнодорожные станции Сай-Утес, Бейнеу и Боранкол расположены соответственно на расстоянии 120, 160 и 130 км. Действующий нефтепромысел Прорва находится от Комсомольского месторождения на расстоянии 80 км к северу. В 120 км от месторождения проходит нефтепровод Узень-Атырау-Самара.

Постоянно действующей гидрографической сети на площади нет. На месторождении есть две водозаборные скважины, пробуренные на альб-сеноманские отложения, обеспечивающие водой систему ППД, а также использующуюся для КРС, ПРС. Пресная техническая вода на хозяйственно-бытовые нужды завозится из поселка Акшымырау. Питьевая вода — привозная.

Ситуационная карта-схема расположения месторождения «Комсомольское» приведена на рисунке 3-1.

Физико-химические свойства нефти определены по результатам исследования проб товарной нефти, отобранных на РВС-2 (таблица 3.1-2). Нефть месторождения характеризуются как лёгкая, малосернистая с высоким содержанием парафина.

Таблица 3.1-2 Физико-химические свойства нефти месторождения Комсомольское

Наименование параметра	Единица измерения	Результат испытания
Содержание воды в пробе нефти	% об.	отсутствие
Плотность при температуре 20 °С	кг/м ³	773,3
Кинематическая вязкость при температуре 20 °С	мм ² /с	3,174
Температура застывания	°С	минус 18
Содержание общей серы	% масс	0,0169
Содержание хлористых солей	мг/дм ³	2,6
Содержание механических примесей	% масс.	0,0006
Содержание парафина	% масс.	8,7
Температура плавления парафина	°С	53,2
Содержание асфальтенов	% масс.	0,2
Содержание смол	% масс.	1,3
Молекулярный вес	г/моль	162

Средний состав товарного газа представлен в таблице 3.1-3.

Таблица 3.1-3 Состав товарного газа месторождения Комсомольское

Наименование	Ед.изм.	Фактические значения
Углекислый газ	%мол.	2,797

Азот	%мол.	7,221
Метан	%мол.	64,236
Этан	%мол.	16,446
Пропан	%мол.	7,890
Изо-бутан	%мол.	0,544
Н-бутан	%мол.	0,728
Изо-пентан	%мол.	0,056
Н-пентан	%мол.	0,051
Гексан	%мол.	0,006
Гептан	%мол.	0,001
Октан	%мол.	0,002
Плотность при 20°C	кг/м ³	0.9518
Относительная плотность по воздуху	--	0,7932
Сероводород в газе	г/м ³	0,002
Меркаптаны в газе	г/м ³	0

Проектным документом, на основании, которого ведётся разработка месторождения в настоящее время, является «Проект разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.01.2020 г.» выполненный АО «НИПИнефтегаз» (г. Актау).

Объемы добываемой нефти, согласно проекту, на 2023 гг. приведены в таблице 3.1-4.

Таблица 3.1-4 Показатели добычи на месторождении Комсомольское в 2023 гг.

Наименование	Объем добываемой нефти по годам
	2023 год
Добыча нефти, тыс. тонн	160,0

МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ

Масштаб 1:1000000

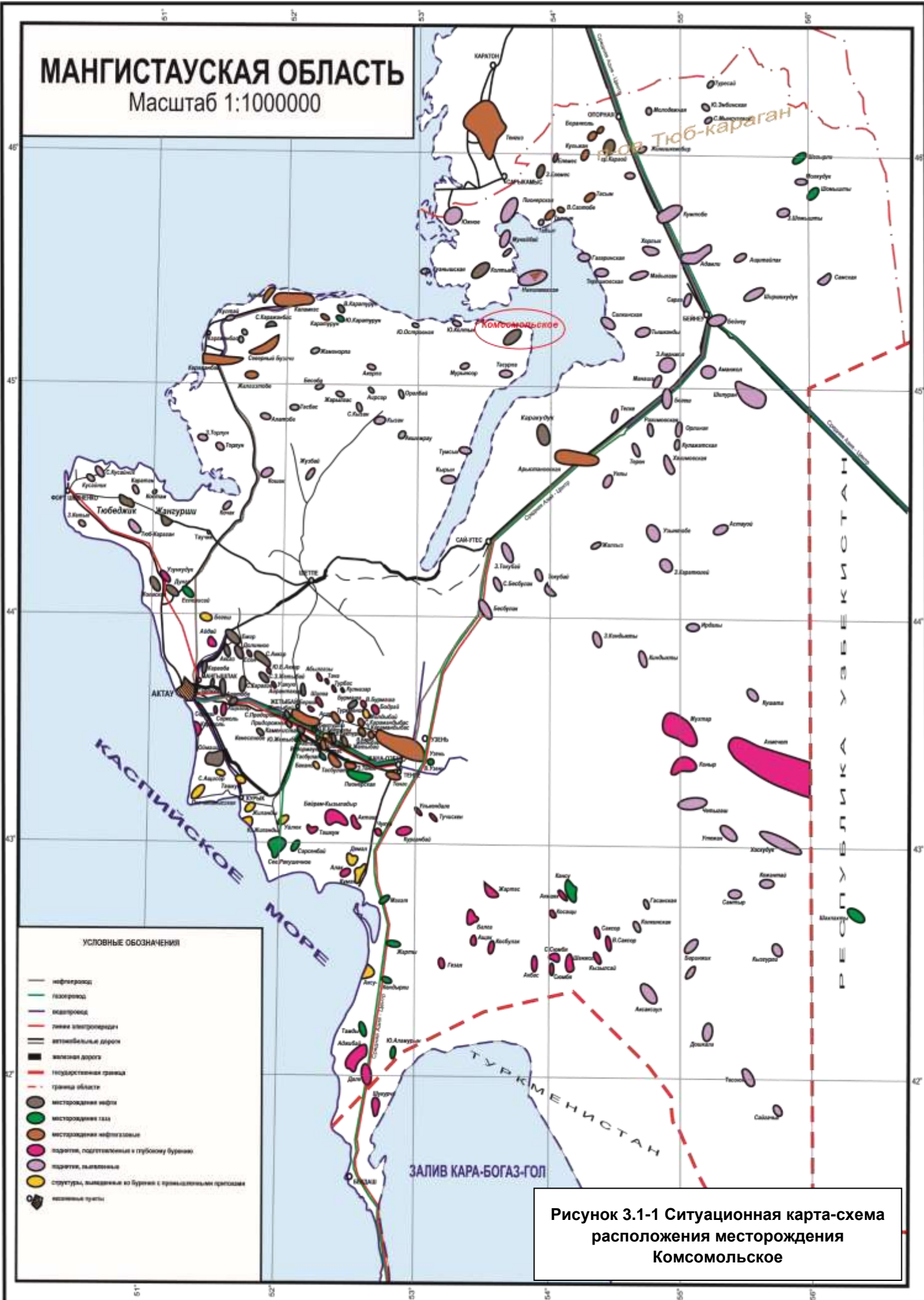


Рисунок 3.1-1 Ситуационная карта-схема расположения месторождения Комсомольское

Общая характеристика фонда скважин и плана добычи нефти на месторождении Комсомольское по состоянию на 01.09.2022 г. приведено в таблице 3.1-5.

Таблица 3.1-5 Общий фонд скважин м/р Комсомольское

Месторождение		Комсомольское	
Характеристика фонда скважин		количество скважин	номер скважины
Добывающие	В работе:	10	
	из них: фонтан		
	ШГН		
	ЭЦН	10	G3, G4, G5, G9, G11, H1, H2, H3, H4, H7
	В простое:	0	
	из них: фонтан		
	ШГН		
	ЭЦН		
	бездействующие:	5	
	из них: текущего года	1	G2
	с прошлых лет	4	G8, G12, G14, G18
	Всего добывающих скважин:	15	
Нагнетательные	В работе:	7	
	из них: водонагнетание	5	I1, I2, I3, I5, I9
	газонагнетание	2	I4, IG1
	В простое:	0	
	из них: водонагнетание		
	газонагнетание		
Всего нагнетательных скважин:	7		
Ликвидированные		11	G1, G7, G13, G15, G17, G10, G8A, G9A, G10A, G13A, G15A
Наблюдательные			
Ожидающие освоения			
Водозаборные		2	WS1, WS2
В консервации			
Всего скважин:		35	

Весь скважинный фонд расположен в границах горного отвода месторождения Комсомольское. Горный отвод не попадает на территорию установленных водоохранной зоны и полосы Каспийского моря (2000 и 200 метров соответственно), минимальное расстояние от границы горного отвода до водоохранной зоны — 765,0 м.

В связи с падением уровня Каспийского моря за последние годы, устойчивая береговая линия сместилась западнее и на сегодняшний день фактическое расстояние от границ горного отвода до уреза воды Каспийского моря составляет не менее 8,0 км. Территория месторождения не попадает в зону сгонно-нагонных явлений Каспия.

Согласно Санитарным правилам [1], величина СЗЗ для месторождения Комсомольское составляет 1000 м.

Работа на месторождении осуществляется вахтовым методом по непрерывному графику. Персонал во время вахты проживает в вахтовом поселке, рассчитанном на одновременное проживание до 400 человек. На территории поселка находится жилой комплекс, столовая, душевые, прачечная, ремонтные мастерские, складские помещения, и т.д. Жилой комплекс состоит из четырех общежитий, оборудованных питьевым водопроводом и канализацией.

Руководство деятельностью компании осуществляется из офиса в г. Актау.

Наименование предприятия:

ТОО «Ком-Мунай»

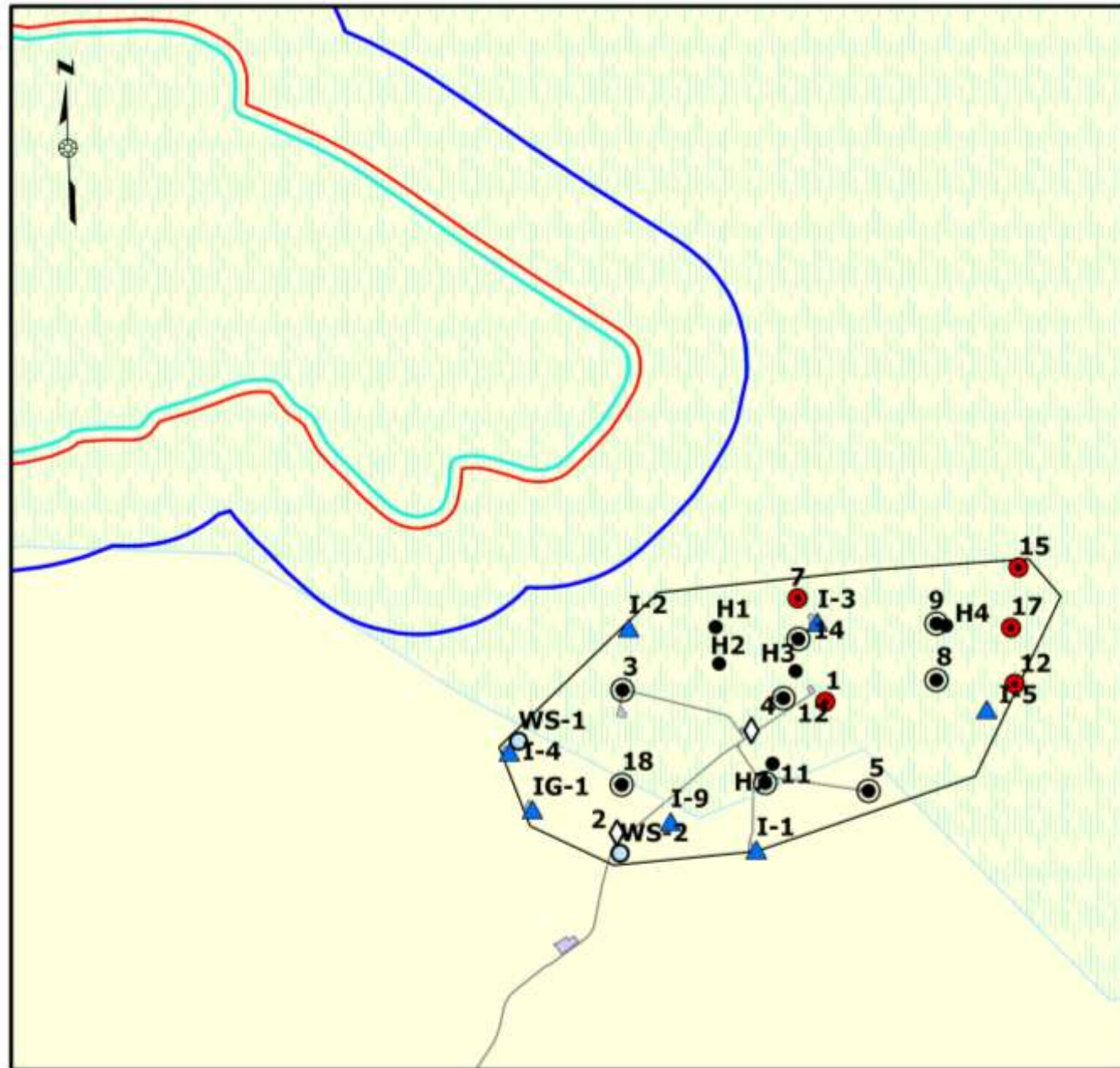
Юридический адрес: РК, 130000, г. Актау,

4 мкр., здание 18, Бизнес центр «Тениз»

e-mail: office.kz@petrom.com

тел.: 8 (7292) 200901, факс.: 8 (7292) 200910

БИН 001040000537



Условные обозначения:

Скважинный фонд

- водозаборные скважины
- ▲ водонагнетательные скважины
- ⊙ разведочные, добывающие скважины
- добывающие скважины
- ◇ поисковые скважины
- ликвидированные скважины

Водоохранная зона и полоса Каспийского моря

- водоохранная зона
- водоохранная полоса
- уровень Каспийского моря (-27,0 м)
- ⊞ горный отвод месторождения Комсомольское
- ▨ сор Мертвый Култук

Масштаб: 1:100 000

Рисунок 3.1-2 Схема расположения пробуренных скважин на месторождении Комсомольское

3.2 Краткая характеристика физико-географических и климатических условий района размещения предприятия

3.2.1 Климатические условия

Рассматриваемый район согласно СНиП 2.01.01-82 относится к четвертому климатическому поясу. Климат рассматриваемого района формируется под влиянием арктических, иранских и туранских воздушных масс. В холодный период года над территорией господствуют воздушные массы, поступающие от западного отрога сибирского антициклона, в теплый период года они сменяются континентальными туранскими и иранскими воздушными массами. Под влиянием этих масс формируется резко континентальный засушливый климат. Теплые атлантические воздушные массы почти не оказывают влияния на увлажнение территории.

Основными характерными чертами данного климата являются: преобладание антициклональных условий в течение года, значительные амплитуды температуры воздуха как в годовом цикле, так и суточном, жесткий ветровой режим и дефицит осадков. Континентальность климата несколько смягчается на побережной полосе под влиянием Каспийского моря.

По природно-климатическим условиям район относится к подзоне северных пустынь, зональным почвенным подтипом которых являются бурые пустынные почвы.

Месторождение расположено на границе северо-восточного климатического района. Климат района резко континентальный, сухой, с высокой активностью ветрового режима, большими колебаниями погодных условий в течение года. Климат района характеризуется умеренно холодной зимой и продолжительным, сухим, жарким летом.

Влияние Каспийского моря существенно сказывается в сезонной смене преобладающих направлений ветра: в холодное время года господствуют ветры восточного румба, в теплое время года — северного и северо-западного.

Температурный режим

По соотношению тепла и влаги, характеру увлажнения и другим метеорологическим показателям климат района сходен с климатом пустынно-субтропических зон Средней Азии и Ближнего Востока. По технической жесткости климат относится к наиболее жесткому.

Продолжительность безморозного периода составляет около 184 дней, а период с активными положительными температурами выше 10°C длится около 176 дней, при этом сумма температур достигает 40–46°C, гидротермический коэффициент равен 0,2–0,3.

Зимой при вторжении холодных масс арктического воздуха температура понижается до минус 20°C, с наступлением весны идет постепенное повышение.

Резкий переход от отрицательных к положительным температурам наблюдается в конце марта. В апреле происходит быстрое нарастание температур, хотя последние заморозки в воздухе могут быть 10–20 апреля. Условия перегрева создаются в мае и сохраняются вплоть до октября. Жаркий период, когда среднесуточная температура воздуха превышает 30°, наступает во второй половине июня и продолжается до середины августа. Повсеместно средняя температура июля (самого жаркого месяца) не ниже 25,6°C.

Продолжительность безморозного периода составляет около 184 дней, а период с активными положительными температурами выше 10°C длится около 176 дней. Больших различий в температурах, как в зимний период, не наблюдается.

Абсолютный минимум температуры воздуха по метеостанции Кызан равен минус 28°, абсолютный максимум — 45°C. Среднемесячные температуры представлены в таблице 3.2-1.

Таблица 3.2-1 Средняя месячная температура воздуха

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-3,9	-3,4	3,3	12,6	19,3	25,6	27,8	26,6	19,6	11,4	3,2	-2,2	11,7

Ветровой режим

Характерной особенностью климата является исключительно высокая динамика атмосферы, создающая условия интенсивного перемешивания и препятствующая развитию застойных явлений (приземных инверсий атмосферы) и способствующая активному самоочищению воздуха от антропогенных выбросов.

Среднегодовая повторяемость ветра при скоростях 1–3 м/сек составляет 48,9% случаев, среднее количество дней с сильным ветром свыше 10 м/сек — 6. Скорость ветра при порывах может достигать 28–34 м/сек, максимальное количество дней с сильными ветрами достигает 2.

Таблица 3.2-2 Среднее число дней в месяц со скоростью ветра, равной или превышающей заданные значения

Скорость ветра	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
8 м/сек	14,6	15,3	18,4	17,4	17,0	15,5	17,5	15,7	14,2	14,3	14,5	14,1	188,5
15 м/сек	2,5	2,7	3,2	1,7	1,2	0,7	1,3	2,0	2,0	1,0	1,7	2,2	22,2
20 м/сек	0,2	0,4	0,5	0,5	0,1		0,1	0,1		0,1	0,1	0,2	2,3
30 м/сек		0,1						0,1					0,2

Активная ветровая деятельность в исследуемом районе является причиной развития пыльных бурь. Число дней с пыльными бурями, они наблюдаются 5–6 раз в месяц и составляют в среднем 54,4 дня. Среднее число дней со скоростью ветра более 15 м/с составляет 22 дня, со скоростью 8–15 м/с — 189 дней. Максимальная скорость, равная 34 м/с, была зарегистрирована в феврале 2001 году. Число случаев со штилем составляет 6%.

В период октябрь-апрель преобладающими являются восточные и юго-восточные направления ветра (до 50%), что обусловлено не только барическими, но и местными термическими условиями, связанными с усилением переноса более холодных воздушных масс из пустыни в сторону моря.

Таблица 3.2-3 Повторяемость ветра по направлениям, в %

Наименование станций	Направление ветров							
	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Бейнеу	6	5	19	23	11	7	14	15

Таблица 3.2-4 Средние месячные и годовые скорости ветра (м/с)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
3,6	4,1	4,5	4,6	3,9	3,5	3,2	3,4	3,5	3,5	3,6	3,5	3,7

Осадки

Регион месторождения отличается большой засушливостью, что связано с малой доступностью для влажных атлантических масс воздуха, являющихся основным источником осадков. Годовая сумма атмосферных осадков здесь колеблется от 134 до 180 мм. Максимальное зарегистрированное количество осадков составляло 335 мм, минимальное — 85 мм. Наибольшее количество осадков наблюдается в апреле, наименьшее — в августе. Летние осадки кратковременные преимущественно ливневого характера.

Таблица 3.2-5 Среднее количество осадков (по месяцам), мм

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Бейнеу	10	10	13	21	16	15	14	6	9	17	14	13

Влажность воздуха

Территория района месторождения относится к зоне недостаточного увлажнения. Среднегодовая относительная влажность воздуха составляет 58%. Максимальная относительная влажность достигает в декабре 78%, минимальная 28% — в августе.

Средняя многолетняя испаряемость с водной поверхности составляет 1413 мм. Среднегодовая абсолютная влажность воздуха составляет 7,7 мб, ее среднемесячные значения изменяются от 3,6 до 15 мб.

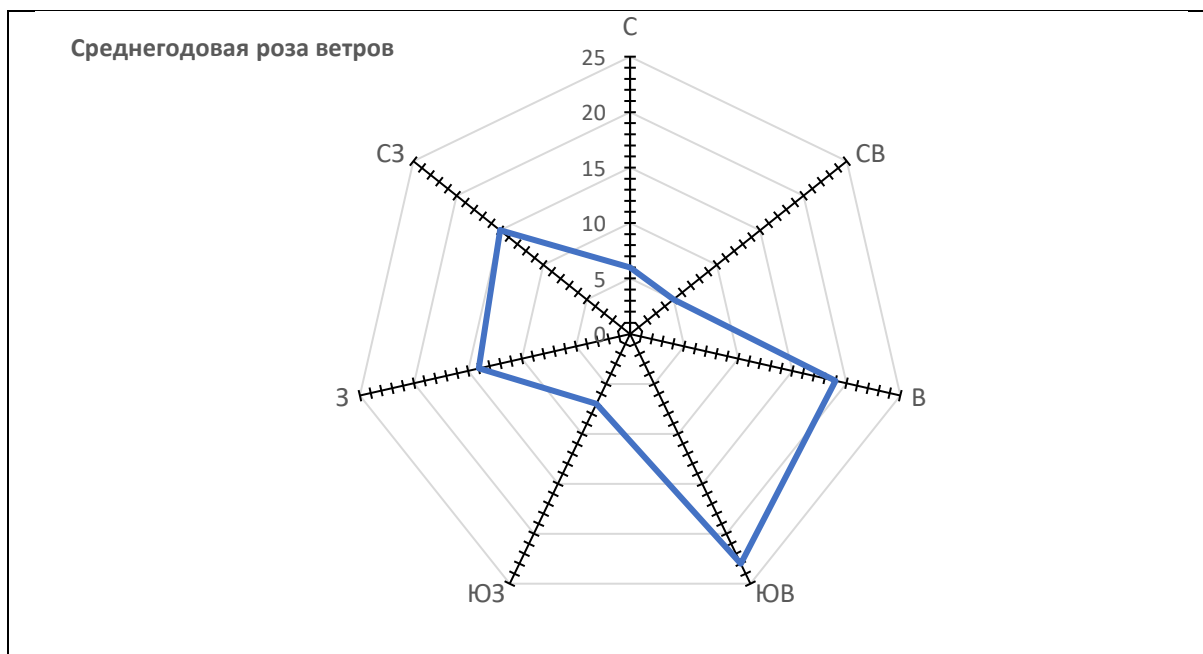
Средние многолетние величины относительной влажности воздуха в районе месторождения составляют 58%. Наибольшая относительная влажность отмечается в холодный период 75%.

Годовой ход дефицита влажности аналогичен годовому ходу температур. Наибольшие средние месячные значения дефицита влажности воздуха наблюдается, как правило, в июле и колеблется в пределах 26–30 мб. В зимний период значения невелики и колеблются в пределах 0,6–1,63 мб.

Метеорологические характеристики и коэффициенты, а также среднегодовая роза ветров рассматриваемого района представлены в таблице 3.2-6.

Таблица 3.2-6 Метеорологические характеристики и коэффициенты

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	27,8
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца, град С	-3,9
Среднегодовая роза ветров, %	
С	6
СВ	5
В	19
ЮВ	23
Ю	11
ЮЗ	7
З	14
СЗ	15
Среднегодовая скорость ветра, м/с	3,7
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	20



3.2.2 Характеристика геологического строения месторождения

Месторождение Комсомольское расположено в Мангистауском районе Мангистауской области. Нефтеносность связана с терригенными среднеюрскими отложениями.

По состоянию на 01.01.2020 г. в фонде недропользователя числятся 35 скважин (рисунок 3.1.2).

Литолого-стратиграфическая характеристика

На месторождении Комсомольское в результате бурения скважин вскрыта толща мезокайнозойских отложений максимальной толщиной 4458 м (скважина 1). Вскрытый разрез представлен отложениями триасовой, юрской, меловой, палеогеновой и неоген-четвертичной систем. Сравнительно лучше охарактеризованы керном юрские и меловые отложения, а палеонтологическими определениями осадки верхней юры и нижнего мела.

Триасовая система (Т) освещена бурением только двух скважин 1 и 2. Максимальная вскрытая толщина в скважине 1 составляет 740 м. По данным ГИС и кернового материала отложения литологически представлены неравномерным переслаиванием аргиллитов, алевролитов, реже песчаников, с преобладанием первых.

Аргиллиты серовато-темно-коричневые, алевролитистые, местами известковистые, комковатые и тонкослоистые, крепкие, образуют толщи до 210 м.

Алевролиты коричневато-серые и серые, с прослойками серовато-коричневого аргиллита, разной зернистости, плотные. Песчаники коричневато-серые до темно-серых с коричневатым оттенком, реже зеленовато-серые, мелкозернистые, плотные.

Песчано-алевролитовые породы достигают толщины до 30 м.

На электрокаротажных диаграммах кровля триасовых отложений проводится достаточно уверенно по характерному увеличению ствола скважин и кажущегося сопротивления по сравнению с юрской частью разреза. В керновом материале триасовые породы отличаются своеобразной окраской пород (появлением темно-коричневых и зеленовато-серых окрасок).

Юрские отложения (J) залегают со стратиграфическим несогласием на триасе и по имеющимся палеонтологическим и электрокаротажным данным представлены двумя отделами: средним и верхним. Полный разрез пройден только в скважинах 1 и 2, остальные скважины остановлены в отложениях келловей верхней юры.

Средний отдел (J₂) представлен ааленским, байосским, батским и келловейским ярусами.

Отложения ааленского возраста залегают на нижележащих триасовых породах со стратиграфическим несогласием. На исследуемой площади аален представлен двумя пачками

песчаных пород, которые характеризуются отрицательной аномалией ПС. Толщина ааленского яруса колеблется от 40 (скважина 1) до 160 м (скважина 2).

Байосский ярус представлен неравномерным переслаиванием глин, песчаников и алевролитов с незначительным преобладанием глин.

Толщина яруса изменяется от 436 до 485 м.

Верхняя и нижняя границы яруса характеризуются более высокими кажущимися сопротивлениями (КС) и близким к номинальному диаметру стволу скважины.

Глины темно-серые, плотные, известковистые с прослойками алевролитов и песчаников с включениями детрита и обугленных растительных остатков. Песчаники серые, мелкозернистые, средне- и крепкоцементированные, плотные и слабо пористые, с остатками обугленного растительного детрита. Алевролит серый, редко зеленовато-серый, разной зернистости, плотный.

Отложения батского яруса литологически схожи с породами байосского яруса. Глины темно-серые, до черных, известковистые, плотные, с включениями детрита и обугленных растительных остатков. Алевролиты серые, до темно-серых, разной зернистости, плотные. Песчаники серые, мелкозернистые, плотные и слабопористые.

Толщина яруса колеблется от 157 до 174 м.

Келловейский ярус сложен неравномерно переслаивающимися глинами и песчано-алевролитовыми породами с преобладанием первых в нижней и верхней частях, а последних — в средней части.

Глины темно-зеленовато-серые, плотные, известковистые редко слабоизвестковистые с включениями обугленного растительного детрита. Алевролиты серые и зеленовато-серые, разной зернистости, слоистые, плотные и слабопористые. Песчаники светло-серые и серые, мелкозернистые, крепко и слабоцементированные, часто пористые с включениями обугленных растительных остатков.

К данному ярусу приурочены продуктивные горизонты Ю-I и Ю-II. Толщина яруса колеблется от 60 до 192 м.

Отложения верхней юры (J₃) залегают на нижележащих среднеюрских породах со слабовыраженным несогласием и представлены оксфордским и волжским ярусами.

Отложения оксфорда представлены в основном глинами, в верхней части яруса отмечаются прослойки и пласты мергелей.

Глины зеленовато-серые, местами алевролитистые, плотные.

Мергели зеленовато-серые, тонкомикрозернистые, крепкие и характеризуются более высоким удельным сопротивлением (КС), а на кавернограмме близостью диаметра ствола скважин к номинальному значению.

Толщина яруса изменяется от 53 м до 81 м.

Волжский ярус представлен глинами, известняками, мергелями с преобладанием последних. В кровле встречаются единичные пласты доломитов. Известняки серые, до светло-серых, тонкомикрозернистые, иногда доломитовые, плотные. Мергели зеленовато-серые и серые, скрыто зернистые, плотные. Доломиты светло-серые, местами с буроватым оттенком, тонкозернистые, тонкослоистые. Глины зеленовато-серые, известковистые, плотные.

На каротажных диаграммах отложения волжского яруса характеризуются высокими кажущимися сопротивлениями (КС), а также диаметром скважин на кавернограммах, близким к номинальному.

Толщина волжских отложений изменяется от 228 до 248 м.

Меловая система (К) представлена двумя отделами. Керном меловая толща освещена очень слабо. Расчленение разреза на ярусы произведено, в основном, по электрокаротажным данным.

Нижний отдел (К1) залегает со стратиграфическим несогласием на юрских отложениях и представлен пятью ярусами: валанжинским, готеривским, барремским, аптским и альбским.

Отложения валанжинского яруса представлены известняками, глинами, алевролитами и песчаниками.

Песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые, плотные, крепкие. Алевролиты зеленовато-серые, крупнозернистые, плотные. Глины темно-серые до серых, с зеленоватым оттенком. Известняки серые и светло-серые, неравномерно доломитизированные.

На каротажных диаграммах отложения валанжинского яруса характеризуются в верхней и нижней частях яруса высокими кажущимися сопротивлениями.

Толщина яруса колеблется от 67 до 72 м.

Готеривский ярус со слабовыраженным несогласием перекрывает валанжинский и сложен переслаиванием глин и песчано-алевролитовых пород.

Песчаники серые, с зеленоватым оттенком, мелкозернистые, плотные, пористые. Алевролиты зеленовато-серые, пористые. Глины темно-серые с зеленоватым оттенком, алевролитистые, плотные.

Породы готерива характеризуются пониженными кажущимися сопротивлениями. В верхней части разреза на кавернограммах стволы скважин близки к номинальному диаметру. Толщина яруса изменяется от 138 до 173 м.

Барремский ярус сложен неравномерным переслаиванием глин и песчано-алевролитовых пород с преобладанием первых в нижней части, а последних в верхней.

Глины коричневые с сероватыми, буроватыми оттенками реже зеленовато-серые, алевролитистые и алевролитовые, местами известковистые, комковатые и тонкослоистые. Алевролиты серые до светло-серых, с зеленоватыми и красноватыми оттенками, разной зернистости, глинистые и карбонатные. Песчаники светло-серые до серых, с зеленоватыми и красноватыми оттенками, мелкозернистые, глинистые и карбонатные.

Толщина яруса колеблется от 378 до 423 м.

Аптский ярус представлен неравномерным переслаиванием алевролитов и глин с преобладанием первых в верхней части, а последних в нижней.

Алевролиты серые, разнозернистые, глинистые, иногда карбонатные. Глины темно-серые, алевролитистые, тонкослоистые. На каротажных диаграммах в верхней части ярус характеризуется пониженным удельным сопротивлением, в нижней — увеличенным сопротивлением и увеличением диаметра ствола скважин.

Толщина аптских отложений изменяется от 99 до 158 м.

Альбский ярус сложен алевролитами и глинами, редко песчаниками.

Алевролиты разной зернистости светло-серые, рыхлые и крепкосцементированные, глинистые, иногда карбонатные. Глины серые, алевролитистые, тонкослоистые, плотные. Песчаники темно-серые, мелкозернистые, рыхлые и крепкосцементированные, глинистые, иногда карбонатные.

На каротажных диаграммах альбские отложения характеризуются небольшими удельными сопротивлениями (КС) и слабой дифференциацией кривой ПС. Толщина яруса изменяется от 563 до 621 м.

Верхний мел (К₂) представлен почти всеми ярусами (сеноманский, туронский, сантонский, кампанский, маастрихтский и датский). Расчленение разрезов на ярусы произведено по геофизическим исследованиям.

Отложения сеноманского яруса представлены неравномерным переслаиванием глин и алевролитов с преобладанием последних в средней части, а первых — в нижней и верхней частях. На каротажных диаграммах ярус характеризуется слабой дифференциацией кривых КС и ПС. Толщина яруса

изменяется от 149,5 до 165 м.

Туронский ярус сложен мергелями в нижней части и мелом в верхней. На каротажных диаграммах он выделяется повышенными кажущимися сопротивлениями по сравнению с подстилающими и перекрывающими породами и может приниматься в качестве каротажного репера. Толщина отложений колеблется от 69,5 до 87,5 м.

Сантонский ярус сложен мелом с прослоями мергелей. На каротажных диаграммах выделяется небольшими кажущимися сопротивлениями и не дифференцированной кривой ПС. Толщина яруса колеблется от 28 до 39 м.

Кампанский ярус представлен мергелями с прослоями мела. На каротажных диаграммах характеризуется более высокими кажущимися сопротивлениями, чем подстилающие породы и диаметром ствола скважин, близким к номинальному.

Толщина яруса изменяется от 78 до 100 м.

Маастрихтский ярус представлен в верхней части мелом белым, писчим, местами с тонкими пропластками мелоподобного мергеля.

В нижней части яруса отмечается чередование пластов белого мела и мелоподобного мергеля. На каротажных диаграммах ярус характеризуется слабодифференцированными кривыми КС и ПС.

Толщина яруса изменяется от 260 до 291,6 м.

Датский ярус сложен известняками мелоподобными. Выражен на каротажных диаграммах повышенными кажущимися сопротивлениями по сравнению с подстилающими и перекрывающими породами. Толщина яруса изменяется от 15 до 30,7 м.

Палеогеновые отложения (Р) выделены по электрокаротажным данным, отложения представлены в нижней части мергелями с редкими пластами алевролитов и глин. В верхней и средней частях палеоген в основном сложен глинами с редкими пластами алевролитов.

Толщина палеогеновых пород изменяется от 697 до 730 м.

Неоген-четвертичные отложения — N–Q представлены песками, алевролитами, супесями и глинами. Толщина пород достигает до 20 м.

3.2.3 Геолого-гидрогеологические условия

Непосредственно территорию месторождения Комсомольское условно можно разделить на два участка: суша и участок затапливаемый водой. Участок суши месторождения представлен пологой равниной с небольшими колебаниями абсолютных отметок от -22,5 до -25,8 м над уровнем моря.

Гидрологические особенности. Месторождение Комсомольское находится в прибрежной зоне Каспийского моря. Наиболее характерной особенностью северо-восточного Каспия являются значительные сгонно-нагонные явления. Сгоны и нагоны продолжаются от нескольких часов до нескольких суток. Внутри года они имеют наибольшую повторяемость и максимальную высоту в весенний и осенний период. Непосредственно территория месторождения находится в зоне влияния нагонных волн, ширина зоны затопления достигает 1–2 км.

Течения играют важную роль в гидрологическом режиме Северного Каспия. Характер течений в значительной степени определяет пространственно-временные изменения солёности и мутности воды, перенос и отложение наносов, формирование рельефа дна, особенности гидрохимического режима, процессы загрязнения.

Весенний прогрев воды Северного Каспия начинается в северо-восточных мелководных районах, затем распространяется на запад и юг. В конце июля наступает максимальный прогрев всей водной массы северо-восточной части Северного Каспия.

Минимальные температуры воды отмечаются в январе-феврале, когда на море образуется ледовый покров.

Вне зависимости от зимней температуры территория месторождения Комсомольское зимой покрывается льдом. Максимальной толщины лед достигает в конце февраля — начале марта. Снег на припае располагается пятнами, толщиной 5–10 см. Наибольшей толщины (до 80–100 м) ровный припай достигает в северо-восточном районе Каспия в суровые зимы.

Гидрогеологические условия. В гидрогеологическом отношении рассматриваемая территория находится в пределах Бузачинского артезианского бассейна второго порядка, который входит в состав Прикаспийского артезианского бассейна. По характеру обводнения и общности литолого-фациального состава водосодержащих пород, в бассейне выделяются водоносные горизонты и комплексы в четвертичных, меловых, юрских и пермь-триасовых отложениях.

По условиям образования и залегания подземные воды на рассматриваемой площади относятся к двум гидродинамическим этажам.

Верхний этаж характеризуется распространением безнапорных подземных вод со свободной поверхностью или слабо водонапорных. Сюда относятся подземные воды, приуроченные к четвертичным отложениям.

Нижний гидродинамический этаж — высоконапорный. Он всюду перекрыт мощной мергельно-глинистой водоупорной толщей турон-нижнемиоценового возраста. К нижнему гидродинамическому этажу относится водоносный комплекс альб-сеноманских отложений. Водоносный комплекс состоит из ряда водоносных горизонтов, соответствующих отдельным пачкам песков и песчаников, гидравлически связанных между собой.

Питание водоносного комплекса происходит в местах выходов водоносных слоев на поверхность в пределах Горного Мангышлака и осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков. Движение направлено на северо-восток в соответствии с падением пластов. Разгрузка происходит, в основном, по зонам тектонических разломов, а также в котловину Каспийского моря.

Подземные воды, в рамках участка месторождения Комсомольское, находятся в непосредственной близости к поверхности; некоторые соры в северной части месторождения затоплены водой. Грунтовые воды при бурении инженерно-геологических выработок вскрыты на глубине 1,8 м.

Состав грунтовых вод в основном состоит из хлорида натрия, хлорида и натриевого магния с содержанием соли до 121,7 г/л.

3.2.4 Свойства и состав подземных вод

Состав и свойства вод месторождения изучены по результатам исследований вод, отобранных с добывающих скважин Н1, Н2, Н3, Н4, G2, G3, G5, G9, G12, G14, G18.

На месторождении в качестве дополнительного водоисточника для системы ППД используются вода с водозаборных скважин альб-сеноманского водоносного горизонта. Данные по составу вод с водозаборных скважин WS-1 и WS-2 также приведены в таблице 3.2-7.

Воды юрских продуктивных горизонтов характеризуются как крепкие хлоркальциевые рассолы с суммарным солесодержанием 139–220 г/д и соответствующей плотностью 1,126–1,545 г/см³. Воды крайне жесткие, по степени рН слабокислые. Основной компонентный состав, в среднем по месторождению, представлен следующим содержанием: натрий с калием 48,8–57,9 г/дм³, кальций 13,2–15,2 г/дм³, магний 1,7–2 г/дм³, хлориды 106–121 г/дм³, сульфаты 27,9–210 мг/дм³ и гидрокарбонаты 196,2–293,8 мг/дм³. Из растворенных газов есть сведения по углекислоте, содержание которой в среднем составляет 491–511 мг/дм³ и сероводороду, который в водах не обнаружен.

Микрокомпонентный состав вод изучен такими компонентами как йод 2,09–13,53 мг/дм³, бор 45,29 мг/дм³, литий 11,9 мг/дм³, барий 177–198 мг/дм³, стронций 645–759 мг/дм³, кремний 10,33 мг/дм³, аммоний 181,6 мг/дм³ и железо 91,2–124,6 мг/дм³.

Вода с альб-сеноманского горизонта изучена по исследованиям восьми проб, отобранных с трех скважин. По степени минерализации вода относится к слабому хлоркальциевому рассолу с минерализацией 99,9–138,8 г/дм³. Вода очень жесткая, по показателю рН слабокислая.

Количественное содержание ионов кальция находится в диапазоне 3,9–6,4 г/дм³, магния 1,8–4,5 г/дм³, натрия 28–48 г/дм³, хлоридов 61–86 г/дм³, сульфатов 67,1–108 мг/дм³ и гидрокарбонатов 100–139 мг/дм³. Из микрокомпонентов известно содержание стронция 63,2–1292 мг/дм³, бария 9,9–116,7 мг/дм³, железа 31,8–61,6 мг/дм³, кремния 4,1–6,3 мг/дм³, аммония 69–107 мг/дм³.

Из растворенных газов есть результаты по углекислоте, содержание которой составило 69–395 мг/дм³ и сероводороду, который не был обнаружен.

Таким образом, воды юрских продуктивных горизонтов характеризуются как крепкие хлоркальциевые рассолы с суммарным солесодержанием 139–220 г/дм³. Воды крайне жесткие, по степени рН слабокислые.

Вода с альб-сеноманского водоносного горизонта, используемая в системе ППД, относится к слабому хлоркальциевому рассолу с минерализацией 99,9–138,8 г/дм³.

Таблица 3.2-7 Месторождение Комсомольское. Физические свойства и химический состав вод

Наименование	Единичный результат	Среднее значение	Диапазон значений	Среднее значение	Диапазон значений	Среднее значение	Диапазон значений
Объект / горизонт	Юрский горизонт					Альб-сеноманский горизонт	
Год исследования	2008	2010–2013		2017–2019		2010–2019	
Плотность воды в стандартных условиях, г/см ³	1,126	1,4475	1,35–1,545	1,1358	1,129–1,141	1,0894	1,078–1,097
Вязкость в нормальных условиях, мм ² /с	1,3100	–	–	–	–	1,2101*	
Химический состав вод, мг/дм³:							
– Na ⁺ +K ⁺	48785,2	54723,18	42566,1–68190	57960,8	52561,7–64607,1	40813,6	28122,3–47584,1
– Ca ²⁺	14704,4	13146,13	8016–16483	15145,9	11523–22044	5749	3908–6413
– Mg ²⁺	1778,4	1685,7	895–3496	2000	1216–4256	2313,2	1824–4499
– Cl ⁻	106063	1098522,9	85751–135928	120904,8	111005–132943	75801,7	60560–85480
– HCO ₃	293,8	196,2	94,5–366	196,3	180,3–215	124,8	99,9–138,8
– CO ₃ ⁻²	–	–	–	–	–	–	–
– SO ₄ ⁻²	210,7	27,93	2,06–124,68	201,6	92,11–428,2	86,28	67,1–107,8
– J ⁻	–	2,09	0,42–3,75	13,53	5,5–29,61	–	–
– B ⁺³	–	–	–	45,29	34,4–61,75	–	–
– Li ⁺	–	–	–	11,9	9–14,8	–	–

Наименование	Единичный результат	Среднее значение	Диапазон значений	Среднее значение	Диапазон значений	Среднее значение	Диапазон значений
Объект / горизонт	Юрский горизонт					Альб-сеноманский горизонт	
– Ba ⁺²	–	176,88	90–563,28	197,59	106–382,6	52,38	9,86–116,7
– Sr ⁺²	–	644,56	194,56–2046,26	758,9	26,6–1397	455,63	63,22–1292
– Si ⁺⁴	–	10,33	6,07–17,28	–	–	4,87	4,11–6,3
– Fe _{общ}	–	91,2	18,83–131,6	124,6	61,6–378	40,9	31,75–61,6
– NH ⁺⁴	–	–	–	181,6	101,5–245,2	88,03	68,85–107,2
Общая минерализация, г/дм ³	171,84	179,4	139–220	196,3	180,3–215	124,8	99,9–138,8
Водородный показатель, рН	6,15	5,59	4,95–6,18	5,84	5,23–6,47	6,04	5,93–6,3
Химический тип воды по Сулину В.А.	Cl–Ca	Cl–Ca		Cl–Ca		Cl–Ca	
Свободная двуокись углерода, мг/дм ³	–	490,75	224,5–858	511,4	197,6–963,11	195,75	69–394,9
Сероводород, мг/дм ³	–	Не обнаружен		–	–	Не обнаружен	
Количество исследованных проб (скважин)	1 проба (1 скважина – G-3)	22 пробы (Н-1, Н-2, Н-3, G-3, G-12, G-13, G-14, G-18)		20 проб (6 скважин – Н-2, Н-1, Н-4, G-2, G-5, G-9)		8 проб (3 скважины – G-10, WS-1, WS-2)	
Примечание: * – единичное значение							

РАЗДЕЛ 4. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Основной деятельностью ТОО «Ком-Мунай» является добыча сырой нефти и её доведение (подготовка) до товарной продукции на нефтяном месторождении Комсомольское.

В настоящее время на месторождении Комсомольское эксплуатируются следующие основные объекты и сооружения:

В настоящее время на месторождении Комсомольское эксплуатируются следующие основные объекты и сооружения:

- Добывающие скважины 15 (G-2, G-3, G-4, G-5, G-8, G-9, G-11, G-12, G-14, G-18, H-1, H-2, H-3, H-4, H-7
- Нагнетательные 7
 - из них:
 - водонагнетательные I-1, I-2, I-3, I-5, I-9-
 - Газонагнетательные I-4, IG-1
 - водозаборные WS-1, WS-2
 - Центральный пункт подготовки нефти (ЦППН);
 - «Новый» и «Старый» вахтовый поселок;
 - Полигон;
 - Вахтовый поселок на Приемном терминале;
 - Приемный терминал;
 - Экспортный нефтепровод.

Центральный пункт подготовки нефти (ЦППН), выполняет переработку растворов нефти, газа и воды и системы сбора на месторождении Комсомольское для того, чтобы извлечь кондиционную нефть торгового качества.

Пункт сбора нефти, полигон размещения отходов и вахтовый поселок расположены за пределами территории нефтепромысла, на расстоянии порядка 2-х км от границы горного отвода месторождения.

Вахтовый городок и офис в г. Актау соединены между собой и производственными объектами посредством радио-, телефонной, спутниковой и компьютерной связи. (рис. 3.2-1, рис.3.2-2). Офис расположен в бизнес-центре «Teniz» в г. Актау.



Рисунок 3.2-1 Производственный офис ТОО «Ком-Мунай»



Рисунок 3.2-2 Вахтовый городок ТОО «Ком-Мунай»

Постоянно действующая гидрографическая сеть в районе отсутствует.

Временные потоки, возникающие после таяния снега и ливневых дождей, на поверхности не удерживаются.

Стационарных постов наблюдений за загрязнением атмосферного воздуха в районе расположения месторождения нет.

На месторождении Комсомольское в добывающем фонде числятся 15 скважин, в т.ч. 13 действующих, в бездействии находятся 1 скважины, в ожидании освоения – 2 скв. Эксплуатация

добывающих скважин осуществляется механизированным способом при помощи ЭЦН и ШГН. Скважина № 14 находится в бездействии по причине замены насоса в данной скважине. Скважина № 12 находится в бездействии по причине ожидания проведения КРС по изоляции обводненных интервалов. К скважинам № 8 и 9 не проведены линии системы сбора.

В нагнетательном фонде месторождения находится 7 скважин, из них 2 единицы (IG-1, I-4) – газонагнетательные, 3 единицы (I-1, I-2, I-3) – водонагнетательные. Скважина I-2 находится в бездействии по причине проведения КРС. К дате проведения отчета, в 2014 г., недропользователем было пробурено 2 нагнетательные скважины (I-5, I-9). Обустройство данных скважин планируется насосами высокого давления, в данный момент скважины находятся в ожидании освоения.

В целях ППД используется альб-сеноманская вода из скважин WS-1 и WS-2, которые входят в специальный фонд. С февраля 2006 года начаты работы по расконсервации разведочных скважин с целью уточнения продуктивных характеристик проведением гидродинамических исследований.

В июле 2007 года компанией «Schlumberger» подготовлена симуляционная модель месторождения.

Площадь месторождения Комсомольское частично затоплена водами Каспийского моря.

Скважины, находящиеся в полузатопляемой и затопляемой площади: G3, G4, G12, G14, G18, G1, G7, G8, G9, G13, G15, G17.

Приток флюидов с целью определения промышленных залежей УВ был установлен опробованием скважин на различных режимах, штуцерами от 3 до 9 мм, а также прослеживанием динамического уровня в скважинах.

Первой скважиной, вскрывшей продуктивный горизонт Ю-1, была скважина № 2, из которой в январе 1984 г., получен приток через 3 мм штуцер, с дебитом нефти 33,5 т/сут и дебитом газа 2400 м³/сут при депрессии 3,5 МПа. При 9 мм штуцере из скважины был получен приток нефти дебитом 108 т/сут и газа дебитом 12400 м³/сут при депрессии 11,1 МПа.

При последующих тестах, проводившихся в 1984–1987 гг., были зарегистрированы дебиты нефти от 4 до 160 т/сут. Дебиты газа изменялись от 50 до 150 м³/сут при 3–5 мм штуцере, при депрессиях от 4 до 17 МПа.

ТОО «Ком-Мунай» получила разрешение на технологически неизбежное сжигание газа на месторождении Комсомольское.

Таким образом, весь объем добываемого попутного газа подлежащего утилизации используется в двух направлениях: на собственные нужды (топливо для оборудования и выработка электроэнергии) и закачка газа в пласт.

На сжигание идет только газ в объеме технологически неизбежного сжигания для соблюдения требований по обеспечению промышленной безопасности эксплуатации производства.

По данному проекту на месторождении Комсомольское на перспективу принято решение продолжить максимальное использование попутного газа на собственные нужды и закачку газа в пласт.

4.1 Характеристика предприятия как источника загрязнения водного бассейна

Деятельность ТОО «Ком-Мунай» относится к отраслям производства, характеризующимся образованием производственных, в том числе, попутно-пластовых и хозяйственно-бытовых сточных вод.

Все производственные сточные воды, в которых содержится техническая волжская вода, использованная на обессоливание и попутно-пластовые воды, отделённые от нефти, закачиваются в нефтяные пласты для поддержания пластового давления (используются повторно). В скважины ППД закачиваются также добываемые через водозаборные скважины подземные воды из альб-сеноманских водоносных горизонтов.

Хозяйственно-бытовые сточные воды, образовавшиеся в процессе бытовой деятельности, отводятся на очистные сооружения, после очистки откачиваются насосной станцией в резервуар сточных вод. Очищенная сточная вода в зимний период передается сторонней организации по договору (ТОО «Теміржолсу-Маңғыстау»). В период с апреля по октябрь месяц очищенная хозяйственная сточная вода используется на полив зеленых насаждений и пылеподавление дорог. **Годовой объем очищенной сточной воды, используемой для собственных нужд составляет 6300 м³.**

Ниже представлена характеристика использования водных ресурсов, условий водопотребления и водоотведения на производственных и хозяйственных объектах месторождения Комсомольское.

4.1.1 Краткая характеристика технологии добычи и подготовки нефти и газа

Раствор эмульсии из нефти, газа (с 1500 ppm H₂S) и водой из системы трубопровода сбора на площадке входит в систему сепарации нефти, воды и газа при 30°C и 9 бар и.д.

Эмульсия далее перерабатывается через 3-этапный сепаратор (30-V-110), где свободная вода отделяется и направляется в емкость промысловой воды (мощностью 30-ТК-600, 1000 м³).

Остаток эмульсии сразу направляется на распределение технологические обогреватели с огневым подводом (30-Н-120А/В), которые повышают температуру жидкости до 50°C.

Нагретая эмульсия затем направляется на второй этап 3 фазного сепаратора с рабочим режимом при 50°C и 3,5 бар и.д.

Нефтяной поток на выходе второго этапа сепаратора затем дегазируется при низком давлении 0,069 бар в вертикальном газовом сепараторе и по гравитации направляется в емкости хранения торговой сырой нефти с плавающей крышей (30-ТК-220А/В). Емкости сырой нефти будут рассчитываться с наличием впускной системы распределения и змеевиком обогрева на конечном отстаивании воды из сырой нефти.

Торговая сырая нефть из емкости хранения сырой нефти отправляется на 1-ый этап Закачки – насосная установка транспортировки нефти под высоким давлением, состоящей из 30-Р-230 нагнетательного насоса и 20-Р-240 главного насоса передачи. Где давление повышается до 68 бар насосной закачки (на компенсацию спада давления, образующийся при транспортировке жидкости).

Нефть, затем направляется в катодную измерительную установку и входит приблизительно 80 мм экспортный трубопровод на установку близ трубопровода КТО и точки врезки. Первый этап системы закачки заключается в 3 установках с 50% мощностью, которые включают 2 эксплуатируемые установки и 1 запасную.

Потоки газа (с H₂S) из первого этапа сепарации исходят и емкости при 9 бар.

Поток газа из второго этапа сепарации исходит из емкости при 3,5 бар и входит в Компрессоры Сбора газа низкого давления (30-К-300 & 30-К-350) на сжатие газа до 9 бар исходящего давления.

Исход газа из вертикального сепаратора (сбор газа) исходит под давлением 9 бар и входит в Компрессор Сбора газа / низкого давления (30-К-300 & 30-К-350), где давление газа повышается до 9 бар.

Исход газа из первого этапа сепарации делится на: Ga.

Газовый поток, который сжимается на первом этапе Компрессора повторной закачки (30-К-510 & 30-К-560) и отправляется в Аминовую установку обработки для того. Чтобы отделить содержание H₂S и обеспечить топливным газом потребителей ЦППН.

Газовый поток, который смешивается с газом от Компрессоров Сбора газа / низкого давления и сжимается на 2-ой, 3-ей и 4-ой стадии Компрессора повторной закачки (30-К-510 & 30-К-560) до 310 бар. Для повторной закачки.

Поточная линия повторной закачки газа под высоким давлением должна быть рассчитана на поставку газа на площадки скважин газового нагнетания. Требования Окружающей Среда в

Республике Казахстан требует сбор промышленного газа без наличия факельной системы с нормальным рабочим режимом. Повторная закачка газа будет положительного эффекта по выполнению эксплуатации резервуара. Данный технологический процесс выполнит обслуживание давления в залеже, а так же будет иметь положительные эффекты, относительно эффективности вытеснения и завершающей переработки нефти.

Промысловая вода и емкости хранения и исходная воды из отдельной емкости исходной воды смешивается по средством трубной системы и направляется в насосы закачки воды, где давление повышается до 150 бар и далее повторно закачивается в устья скважин на площадке.

Эксплуатация установки будет контролироваться Предохранительным ПЛК и Технологическим ПЛК. Все критические показатели процесса будут показываться в Помещении Управления на ЦППН через систему ПЛК. Оповещение и запись так же будут вестись на рабочих станциях.

Технологическая схема

Товарная нефть от ЦППН месторождения Комсомольское поступает по существующему входному коллектору диаметром 168×7,1 мм на существующую камеру приема скребка. На действующем коллекторе подачи нефти на резервуары нефти 12-V-110/A,B,C,D перед установленным действующим запорным клапаном с пневматическим приводом предусмотрена врезка проектируемого коллектора подачи нефти на печи подогрева нефти 12-H-160/ A,B (резервные) и далее от печей на резервуары товарной нефти Т-10/A,B,C.

Нефть после печей подогрева нефти 12-H-160/ A,B по вновь проектируемому коллектору Ду 200 с давлением 0,4 МПа направляется в проектируемые вертикальные стальные резервуары Т-10/A,B,C,D и далее по проектируемому трубопроводу направляется через существующий коммерческий узел учета товарной нефти в нефтепровод КТО либо в товарный нефтепровод на приемный терминал КKM через проектируемый узел учета товарной нефти.

Некондиционная нефть из резервуаров товарной нефти Т-10/A,B,C при необходимости откачивается проектируемым нефтяным насосом Р-112 по трубопроводу Ду 150 нефти и далее в установленную дренажную емкость 12-V-130 объемом 63 м³, откуда нефть перевозится автотранспортом обратно на ЦППН месторождения Комсомольское для доведения к соответствию качества товарной нефти.

В проекте предусмотрена возможность сдачи нефти нефтевозами в объеме 500 тонн в сутки на приемный терминал КKM. Передача товарной нефти на нефтевозы осуществляется от проектируемого горизонтального резервуара-отстойника 12-V-110-J объемом 100 м³ по трубопроводу Ду 100 на площадку наливных стояков АСН в количестве 3-х шт. Далее нефтевозы транспортирует нефть на площадку разгрузки автоцистерн, которая располагается около территории приемного терминала КKM. От нефтевозов нефть насосными блоками НБ передается на узел учета нефти и далее на существующие вертикальные резервуары объемом 400 м³ в количестве 2-х шт.

В проекте также предусмотрен вариант транспортировки нефти на ТСН месторождения Комсомольское нефтепроводом Ду150. Нефтепровод запроектирован в подземном исполнении на глубине 1,4 м до верха трубы. Точкой подключения является приемный коллектор резервуаров РВС-400 ТСН КKM.

Для опорожнения оборудования предусмотрена дренажная система, включающая в себя дренажные трубопроводы, идущие от: резервуаров товарной нефти Т-10/ A,B,C, дожимных насосов Р-111/A,B,C,D, нефтяных насосов 12-P-160/A,B,C,D, печей подогрева нефти 12-H-170/A,B в подземную дренажную емкость 12-V-130 объемом 63 м³. Опорожнение дренажной емкости производится автотранспортом в технологический отстойник месторождения Комсомольское.

Топливом для печей подогрева нефти служит газ топливный, транспортируемый от КKM.

В соответствии с принятыми проектными решениями Технологической схемы газожидкостная смесь от скважин по выкидным линиям диаметром d=88,9 мм поступает на ГЗУ для замера дебита, далее по сборному коллектору диаметром d=168,3 мм поступает на ЦППН и подогревается в печах подогрева до температуры 40°С.

Подогретая нефтяная эмульсия поступает в трехфазный сепаратор V-110 объемом 25 м³, где происходит разделение газа, нефти и воды при давлении 0,9 МПа и температуре 40°С.

В трехфазном сепараторе производится отделение свободной воды и газа. Газ сбрасывается в сеть сбора и подготовки газа, а вода направляется на очистные сооружения.

Из трехфазного сепаратора V-110 нефтяная эмульсия поступает в печи подогрева Н-120А и Н-120В, где нагревается до необходимой температуры, и далее — в трехфазный сепаратор V-130. Отличие V-130 от V-110 состоит в продолжительности «задержки»(отстаивания) нефти.

В трехфазном сепараторе V-130 происходит сброс газа, выделившегося при нагреве эмульсии, и попутнодобываемой воды. Из трехфазного сепаратора V-130 обезвоженная нефть подается на вертикальный газбут. Газбут является последней стадией стабилизации сырой нефти. Отсепарированная нефть поступает в резервуары товарной нефти ТК-220А и ТК-220В объемом 2000 м³ каждый. Подготовленная товарная нефть из резервуаров для хранения нефти поступает в насос перекачки нефти высокого давления (6,1–6,8 МПа). Нефть проходит через измеритель Coriolis, а затем транспортируется из ЦППН, через трубопровод ЦППН-ПСПН протяженностью 80 км в ПСПН месторождения Каракудук и далее на «КАЗТРАНСОЙЛ».

Попутная пластовая вода сбрасывается в резервуары ТК-610 и ТК-600 объемом 1000 м³ каждый для хранения воды и после подготовки смешивается с альб-сеноманской водой и используется для закачки на ППД (нагнетается в нагнетательные скважины I-1, I-2, I-3 для закачки в пласт).

Полученный сернистый газ из первой стадии сепаратора сжимается в газовых компрессорах обратной закачки первой ступени приблизительно до 3,8 МПа. Часть этого потока направляется на блок аминовой очистки газа, которая улавливает H₂S с газового потока, после чего очищенный газ направляется для потребления на собственные нужды (газотурбинная установка, печи нагрева нефти, гликолевые нагреватели, газопроводные компрессоры обратной закачки газа, аминовые котлы).

Однако, следует отметить, что по последним исследованиям, проведенным АО «НИПИнефтегаз» сероводород в попутном газе отсутствует или классифицируется как «следы» без определения конкретного значения, поэтому установка аминовой очистки находится в простое.

Сжатый газ до 3,8 МПа после первой ступени компримирования поступает во вторую и третью ступень, где сжимается до максимального давления — 32,1 МПа для закачки через газонагнетательные скважины IG-1 и I-4. На ЦППН предусмотрены факелы низкого давления для сжигания газа, выпущенного из резервуаров, и высокого давления для сжигания избыточного газа.

4.1.1.1 Центральная установка подготовки нефти (ЦУПН)

Процесс подготовки сырой нефти, добываемой на месторождении Комсомольское, осуществляется на Центральном Пункте Подготовки Нефти (ЦППН), введенном в эксплуатацию в июле 2009 г. по проекту ПМ «Лукас Казахстан» с учетом требований нормативной документации РК и в соответствии с уровнями современных технологий на нефтедобывающих предприятиях. Расчетный запас по пропускной способности для оборудования и технологической установки ЦППН составляет до 20%.

Центральный Пункт Подготовки Нефти (ЦППН) предназначен для подготовки добываемого раствора из нефти, газа и воды после системы сбора на месторождении Комсомольское для того, чтобы извлечь кондиционную нефть торгового качества для подачи в транспортный нефтепровод.

Состав сооружений ЦППН:

- Узел запуска очистного устройства (скребка) – 1 шт;
- Сепаратор отделения воды от нефти – 1 шт;
- Печи подогрева, работающие на очищенном газе – 2 шт;
- Сепаратор отделения газа от нефти – 1 шт;
- Газовый сборник для доочистки нефти от капелек нефти – 1 шт;

- Емкости хранения нефти – 2 шт, по 2000 м³;
- Насосы передачи нефти – 8 шт;
- Емкости хранения промысловой воды – 2 шт, по 1000 м³;
- Насосы для закачки воды – 4 шт;
- Аминовая установка – 1 шт;
- Компрессоры газ – 4 шт;
- Гликолевая установка – 1 шт.

Проектная максимальная производительность ЦППН:

- По товарной нефти составляет 1868 м³/сут (соответствует производительности двух насосов, перекачивающих нефть на экспорт),
- Максимальный уровень добычи жидкости — 2372 м³/сут.
- Газовый фактор 126 м³/м³.
- Средняя температура нефти на входе в ЦППН составляет 380°С, на выходе из ЦППН 460°С (на входе в экспортный трубопровод).
- Максимальное качество товарной нефти на выходе с обводненностью не более 0,5%.
- Максимальное содержание соли в товарной нефти – 100 мг/литр.

Попутный нефтяной газ после процесса сепарации нефти используется на собственные нужды, в том числе повторно закачиваться в продуктивные горизонты, в соответствии с программой утилизации газа.

Для поддержания пластового давления и улучшения нефтеотдачи пласта с достижением максимальных объемов добычи нефти на месторождении через систему ППД производится закачка добытой попутной воды в смешивании с дополнительной добываемой водой из водозаборных скважин.

Производительность системы ППД по закачке воды в среднем составляет 1017 м³/сут, максимальное давление закачки воды 30 МПа (300 бар). Попутная пластовая вода готовится до достижения следующих параметров на выходе:

- Максимальное содержание нефти в воде — не более 150 ppm;
- Удаление механических примесей и частиц крупнее, чем 20 микрон.

Подготовленная товарная нефть из резервуаров поступает в экспортный трубопровод из стали API 5L марки X52, покрытый тремя слоями изоляции, с номинальным диаметром 168,3 мм, толщиной стенки 5,6 мм, максимальным рабочим давлением 6,8 МПа (68 бар) и максимальной температурой транспортируемой нефти 60°С.

Технологический процесс подготовки нефти ЦППН ТОО «Ком-Мунай» предусматривает следующие этапы:

- 2-х ступенчатый нагрев поступающей продукции;
- дегазацию нефти, сепарация попутного нефтяного газа;
- сброс основной массы воды при температуре 40–50°С;
- глубокое обезвоживание и глубокое обессоливание на нефтегазовых сепараторах при температуре 40–50°С с промывкой нефти пресной водой на ступени обессоливания;
- использование химических реагентов;
- обеспечение суточного запаса сырья и товарной продукции, а также сбор некондиционной нефти;
- откачка кондиционной подготовленной нефти в товарные резервуары,
- учет и сдача товарной нефти через экспортный нефтепровод и нефтяной терминал на нефтеперекачивающую станцию (НПС) АО «КазТрансОйл»;
- сбор, подготовка, компримирование и подача топливного газа на производственные цели;
- использование подготовленного попутного газа для выработки электроэнергии;

- закачка подготовленного попутного газа в продуктивные пласты через газонагнетательные скважины;
- аварийный сброс газа для сжигания на факелах низкого и высокого давления;
- сбор попутной воды, отделившейся на ЦППН от нефти, в водяные резервуары;
- очистка попутной воды от нефтепродуктов и механических примесей;
- сдача попутной воды в систему ППД для закачки в продуктивные пласты.

Технологический комплекс подготовки нефти, газа и воды выполнен на основе строительно-технологических блоков, оснащенных различным оборудованием, приборами контроля и регулирования, которые являются частью общей системы автоматизации и автоматического управления ЦППН.

Все технологические процессы ЦППН характеризуются непрерывностью и законченностью технологического цикла, объекты и сооружения ЦППН относятся к категории производства по СНиП 90–81 к взрывоопасным. По электроснабжению объекты ЦППН относятся к I категории.

Характеристика сырья ЦППН

Сырьем для ЦППН является газожидкостная смесь, добываемая эксплуатационными скважинами, входящими в систему нефтегазосбора месторождения Комсомольское. Добытая продукция поступает на ЦППН по промысловому трубопроводу диаметром 219 мм (8"). Физико-химические свойства сырой дегазированной нефти, попутного нефтяного газа, сточной воды и применяемых химических реагентов на объекте ЦППН месторождения Комсомольское показаны в таблице 4.1-1.

Нефть месторождения Комсомольское является легкой, малосернистой, высокопарафинистой и смолистой. По результатам анализа плотность нефти варьирует от 770,0 до 786,4 кг/м³, в среднем составляя 775,5 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C в среднем составляет 3,95 мм²/с. Содержание серы, парафина и смол в нефти в среднем составляет 0,05%, 9,17% и 5,87% соответственно.

Попутный нефтяной газ месторождения является полужирным, низкоуглекислым и низкоазотистым. Основным компонентом состава газа является метан, содержание которого изменяется от 44,68 до 58,81% моль, в среднем составляя 51,05% моль, этана — от 5,17 до 11,81% моль, в среднем составляя 10,10% моль, пропана — от 10,36 до 16,63% моль, в среднем — 13,76% моль. Содержание сероводорода, азота и углекислого газа составляет в среднем 0,07, 3,04 и 1,24% моль соответственно.

Сточная вода из добываемой продукции скважин при подготовке нефти в ЦППН поступает с продуктивных горизонтов Ю-1. Минерализация нижних краевых вод Ю-I составляет 171,8 г/дм³, pH и удельный вес равны 6,15 и 1,126 г/см³ соответственно. По классификации В.А. Сулина воды хлоркальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы.

Для защиты оборудования и повышения качества подготовки нефти на ЦППН применяются различные реагенты–деэмульгаторы, используемые при разделении водо-нефтяной эмульсии, ингибиторы коррозии и солеотложений.

Ввод химических реагентов осуществляется с помощью девяти дозировочных блочных установок (30-D-140-ABCEFG), 30-P-107 A/B, 30-P-106 A/B и 30-D-500. Наибольшая эффективность процесса достигается при непрерывной подаче реагентов, которые должны быть совместимыми друг с другом и не ухудшать процесс подготовки нефти.

Таблица 4.1-1 Характеристика сырья ЦППН

№ п/п	Наименование сырья, материалов, реагентов изготавливаемой продукции	Номер государственного или отраслевого стандарта, технических условий, стандарта организации	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма по ГОСТ, ОСТ, ТУ (заполняется при необходимости)	Область применения изготавливаемой продукции
1	2	3	4	5	6
1	Дегазированная нефть	ГОСТ 3900 ГОСТ 33-82 ГОСТ 2477-68 ГОСТ 21534-76 СТ РК 1312-2004	Кинематическая вязкость, мм ² /с при 20°С 50°С Температура застывания, °С Содержание, % масс: Серы Парафина Смол силикагелевых Фракционный состав, % об: НК до 200°С до 260°С до 300°С Плотность нефти при 20°С, кг/м ³	2,59-3,95 1,60-2,11 6-9 0,018-0,12 8,10-11,22 4,52-7,1 36,5-70 33-39 44-53 61,5-62,5 770,0-786,4	
2	Сточная (пластовая) вода	ГОСТ 2477-65 ГОСТ 264449.1-85	Компонентный состав ионов мг/дм ³ Cl ⁻ SO ₄ ²⁻ HCO ₃ ⁻ Ca ²⁺ Mg ²⁺ Na ⁺ +K ⁺ Общая минерализация рН Удельный вес при 20°С, г/см ³	106063 210,7 293,8 14704,4 1778,4 48785,2 171835,5 6,15 1,126	Закачивается в продуктивные пласты по системе ППД.
3	Попутный нефтяной газ	ГОСТ 23781-87	Компонентный состав газа, мольное содержание, % Сероводород Углекислый газ Азот Метан Этан Пропан и-Бутан н-Бутан и-Пентан н-Пентан	0,01-0,13 0,04-1,97 1,60-7,47 44,68-58,81 5,17-11,81 10,36-16,63 4,26-7,08 4,54-8,01 2,19-4,04 1,43-2,90	Топливо для печей подогрева и газотурбинных генераторов

№ п/п	Наименование сырья, материалов, реагентов изготавливаемой продукции	Номер государственного или отраслевого стандарта, технических условий, стандарта организации	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма по ГОСТ, ОСТ, ТУ (заполняется при необходимости)	Область применения изготавливаемой продукции
1	2	3	4	5	6
			Гексаны Гептаны Октаны Плотность газа, кг/м ³ Относительная плотность газа по воздуху	1,19-3,50 0,30-1,70 0,11-1,34 1,264-1,569 1,050-1,302	
Применяемые химические реагенты					
4	Биоцид MB-5943	DIN/ISO 3016 DIN 51755 DIN 51794 DIN 51649 DIN 51754 DIN 53015	Внешний вид; Цвет; Запах; Растворимость; Точка кипения, °С; Плотность при 20°С мг/м ³ ; Точка температуры плавления, °С; Температура воспламенения, °С; рН, концентрированного раствора.	Жидкость От цвета бесцветного до бледно-желтого Острый Растворим в воде выше +90 1,106-1,112 выше +70 ниже -50 5-7	Для предотвращения роста сульфатовосстанавливающих бактерий
5	Ингибитор солеотложения SCW82697	DIN/ISO 3016 DIN 51755 DIN 51794 DIN 51649 DIN 51754 DIN 53015	Внешний вид; Цвет; Запах; Растворимость; Плотность при 20°С мг/м ³ ; Точка температуры плавления, °С; Температура воспламенения, °С;	Жидкость От цвета бесцветного до желто-янтарного Отсутствует, Растворим в воде 1,060-1,130 Выше +38 min -9	Для предотвращения солеотложения
6	Депрессант PAO82173,	DIN/ISO 3016 DIN 51755 DIN 51794 DIN 51649 DIN 51754 DIN 53015	Внешний вид; Цвет; Запах; Растворимость; Плотность при 20°С мг/м ³ ; Вязкость, сСт Точка температуры плавления, °С; Температура воспламенения, °С;	Жидкость Коричневый Ароматический, Не смешивается с водой, Растворим в ароматических растворителях 0,865-0,935 17-35 выше +14 Ниже -50	Для снижения температуры застывания нефти.
7	Ингибитор коррозии CRW82068, CRW85645,	DIN/ISO 3016 DIN 51755 DIN 51794 DIN 51649	Внешний вид; Цвет; Запах; Растворимость;	Жидкость Коричневый Запах спирта Растворим в воде	Для уменьшения коррозионного состояния

№ п/п	Наименование сырья, материалов, реагентов изготавливаемой продукции	Номер государственного или отраслевого стандарта, технических условий, стандарта организации	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма по ГОСТ, ОСТ, ТУ (заполняется при необходимости)	Область применения изготавливаемой продукции
1	2	3	4	5	6
		DIN 51754 DIN 53015	Точка температуры плавления, °С; Плотность при 20°С мг/м³; рН величина Вязкость, сСт Температура воспламенения, °С;	Ниже - 60 0,818-0,885 3,6 Ниже 10 выше - 9	
8	Ингибитор парафина РАО85319	DIN/ISO 3016 DIN 51755 DIN 51794 DIN 51649 DIN 51754 DIN 53015	Внешний вид Цвет Запах Растворимость Точка плавления (°С) Относительная Плотность Вязкость Температура Воспламенения (°С)	Жидкость Коричневый Ароматический, не смешивается с водой Растворимый в Ароматические растворители Аpprox 12 0,84 - 0,91 @ 16 °с < 10 сСт @ 38 °с Min, 24 ПМ Закрытая чашка,	Для улучшения транспортировки нефти, против парафиноотложений
9	Моноэтилен- гликоль	DIN/ISO 3016 DIN 51755 DIN 51794 DIN 51649 DIN 51754 DIN 53015	Внешний вид; Цвет; Запах; рН Растворимость; Плотность при 20°С мг/м³;	Жидкость серый мягкий Не смешивается с водой, Растворим в ароматических растворителях 9,29	Для улучшения транспортировки газа, против гидратообразования.
10	Растворитель ионов железа SD-4109	DIN/ISO 3016 DIN 51755 DIN 51794 DIN 51649 DIN 51754 DIN 53015	Внешний вид Цвет Запах Растворимость Температура кипения (°С) Плотность при 20°С (г/мл) рН, концентрированного раствора	Жидкость Бесцветный Без характерного запаха Растворим в воде 100 1,225 0,75	
11	Поглотитель кислорода OR-6049	DIN/ISO 3016 DIN 51755 DIN 51794 DIN 51649 DIN 51754 DIN 53015	Внешний вид Цвет Запах Растворимость Температура кипения (°С) Температура заморзания/плавления (°С) Плотность при 20°С (г/мл)	Жидкость Бесцветный или бледно-желтый Серы Хорошо растворим в воде 100 Ниже -40 1,32-1,38	

№ п/п	Наименование сырья, материалов, реагентов изготавливаемой продукции	Номер государственного или отраслевого стандарта, технических условий, стандарта организации	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма по ГОСТ, ОСТ, ТУ (заполняется при необходимости)	Область применения изготавливаемой продукции
1	2	3	4	5	6
			рН, концентрированного раствора Вязкость при 20°С, сПз Температура вспышки °С	4,5-6,5 15 Выше 70	

На ЦППН применяется следующие химреагенты:

Биоцид: Дозаторная установка 30-D-140-A. Точка ввода: через линию выхода пластовой воды с сепаратора 1-ой ступени 30-V-110 в резервуар сточной воды 30-ТК-600. Для предотвращения роста сульфатовостанавливающих бактерий предусматривается обработка пластовой воды бактерицидами.

Ингибитор образования отложений: Дозаторная установка 30-D-140-B. Точка ввода: нефтепровод на Технологические Печи 30-Н-105А/В, применяется для контроля или предотвращения возникновения отложений на внутренних стенках трубопроводов.

Ингибитор коррозии: Дозаторная установка 30-D-140-C. Точка ввода: через линию выхода пластовой воды с сепаратора 1-ой ступени 30-V-110 в резервуар сточной воды 30-ТК-600. Применяется с целью защиты трубопроводной системы, оборудования от коррозии.

Дозаторная установка 30-D-140-E. Точка ввода: прием подпорных насосов товарной нефти 30-Р-230 А/В/С. Применяется с целью защиты трубопроводной системы товарной нефти от коррозии.

Кислородопоглотитель: Дозаторная установка 30-Р-107-А/В. Точка ввода: трубопровод с выхода фильтрационной установки SIEMENS на вход резервуара 30-ТК-610, применяется с целью защиты трубопроводной системы, РВС, оборудования от коррозии.

Антифрикционная присадка: Дозаторная установка 30-D-140-F. Точка ввода: прием подпорных насосов товарной нефти 30-Р-230 А/В/С. Антифрикционная присадка снижает потерю напора от трения в трубопроводе во время перекачивания потока флюидов (позволяет повысить скорость прохождения потока, используя тоже количество энергии, или снижает потерю давления при прохождении того же объема флюидов в трубопроводах).

Депрессаторные присадки: Депрессаторные присадки используются на ЦППН для снижения температуры застывания нефти. При застывании нефти, депрессаторные присадки снижают прочность образующегося геля, что уменьшает давление, необходимое для транспортировки нефти. Депрессаторные присадки действуют путем совместной кристаллизации с парафином, в результате которой образуются деформированные кристаллы, не способные образовывать обширные пространственные структуры, которые являются основной причиной застывания нефти.

Для снижения температуры застывания товарной нефти и предупреждения отложения парафинов, на прием насосов откачки товарной нефти через дозаторную установку (30-D-140 G), подается депрессаторная присадка PAO82173. Текущий расход реагента составляет до 500 г/т, при этом температура застывания нефти снижается на 23°C.

Моноэтиленгликоль: Дозаторная установка 30-D-500. Точка ввода: в линию обратной закачки газа для снижения гидратообразования в трубопроводе с ЦППН до газонагнетательных скважин. Моноэтиленгликоль применяется для поглощения капель воды и конденсата при перепадах температуры газа и предотвращения гидратов метана в газовых трубопроводах.

Теплоноситель «Petro-Therm» — Используется для обогрева оборудования.

Химические реагенты должны применяться в технологических процессах на ЦППН при наличии на них паспортов, сертификатов качества, результатов лабораторных исследований по определению эффективности реагентов, актов о проведении опытно-промышленных испытаний. Подробная информация об условиях хранения и о работе с химическими реагентами приводится в инструкциях, разработанных поставщиками.

4.1.1.2 Технологический процесс нагрева, сепарации, подготовки нефти до товарного качества

На месторождении Комсомольское в основу технологической системы сбора добываемой продукции заложена герметичная замкнутая однетрубная система сбора. Сырая нефть, представляющая собой газожидкостную нефтяную эмульсию, с нефтепромысла поступает по трубопроводам со средним рабочим давлением до 1,4 МПа (14 бар) и температурой от 15°C зимой до 30°C летом через узел приема очистного устройства на площадку камеры приема скребка **30-PR-100** в ЦППН. Далее сырая нефть подается в подогреватели **30-Н-105 А/В** первой ступени подогрева нефти. По пути подогрева сырой нефти в первой ступени, по технологическим линиям

подается вода (низкосолёная) подаваемая с 3-х фазного нефтегазового сепаратора второй ступени **30-V-130** предназначенной для промывки нефти от хлористых солей через рециркуляционные насосы воды **30-P-670 А/В** и смешивается в смесителе СМ-1 (**30-SM-101**).

Далее смесь проходит через технологические подогреватели нефти первой ступени **30-H-105 А/В**. Температура смеси повышается до 40°C. Подогреватель нефти **30-H-105 А** может работать как на попутном нефтяном газе так и на дизтопливе.

Далее подогретая смесь с температурой 40°C и средним рабочим давлением 0,9-1,0 МПа (9-10 бар) подаётся в трехфазный горизонтальный нефтегазовый сепаратор первой ступени **30-V-110**, где из потока сырой нефти происходит отделение свободной воды и нефтяного газа.

Попутная вода, отделившаяся в 3-х фазном нефтегазовом сепараторе первой ступени **30-V-110**, подаётся в резервуар хранения пластовой воды **30-ТК-600** объемом 1000 м³.

Выделившийся попутный нефтяной газ из 3-х фазного сепаратора первой ступени **30-V-110** с давлением 0,83-1,05 МПа (8,3-10,5 бар) при нормальных условиях технологического процесса подаётся через компрессора высокого давления **30-K-510** и **30-K-560** на блок подготовки газа для дальнейшего использования в технологических процессах и оборудовании в качестве топлива. При аварийно-ремонтных и пуско-наладочных работах нефтяной газ из сепаратора направляется на факельную систему низкого давления **30-FL-290**.

Очищенная нефтяная эмульсия с содержанием в ней воды около 2–5% (эмульсия «вода в нефти») из сепаратора первой ступени **30-V-110** со средним рабочим давлением 0,3 МПа (3 бар) направляется на технологические подогреватели **30-H-120А/В**, печи подогрева второй ступени. До входа в печи подогрева по технологическим линиям производится подача пресной технической воды через смеситель **30-SM-111** для обессоливания нефти в процессе подготовки нефти. Пресная техническая вода подаётся из резервуара технической воды **30-ТК-935** с помощью технологических насосов воды **30-P-660 А/В** (рабочий и резервный). Далее смесь (нефтяная эмульсия+пресная техническая вода) подогревается до температуры нагрева 50°C. Подогреватель нефти **30-H-120А** может работать как на попутном нефтяном газе так и на дизтопливе.

Подогретая нефтяная эмульсия далее направляется в 3-х фазный нефтегазовый сепаратор 2-ой ступени **30-V-130**, работающий при избыточном давлении 0,2–0,32 МПа (2–3,2 бар), установленный на салазках. Поток попутной низкосолёной воды из сепаратора 2-ой ступени направляется в систему рециркуляции для промывки сырой нефти в сепаратор 1-ой ступени **30-V-110** либо напрямую в резервуар хранения пластовой воды **30-ТК-600**.

Попутный нефтяной газ из сепаратора 2-ой ступени **30-V-130** с давлением 0,2–0,32 МПа (2–3,2 бар) поступает на прием компрессоров низкого давления (**30-K-300** и **30-K-350**) для компримирования газа до избыточного давления на выходе компрессора 0,8–1,1 МПа (8,0–11,0 бар). При аварийно-ремонтных и пуско-наладочных работах нефтяной газ из сепаратора направляется на факельную систему низкого давления **30-FL-290**.

Поток обезвоженной нефти, выходящий из сепаратора 2-ой ступени **30-V-130**, для дальнейшей дегазации нефти поступает в вертикальный концевой сепаратор низкого давления (КСУ), **30-V-200** работающий при избыточном давлении в 0,012 МПа (0,12 бар). Концевой сепаратор **30-V-200** является вертикальным двухфазным сепаратором, высота колонного компенсатора составляет 17,5 м, диаметр — 1,21 м.

Сырая дегазированная нефть из концевого нефтегазового сепаратора **30-V-200** под напором вытекает через внутреннюю вертикальную трубу, находящуюся на уровне 1,8 м за счет гравитационной силы.

С КСУ подготовленная нефть по трубопроводам поступает в резервуары хранения товарной нефти **30-ТК-220А/В**, давление в которых незначительно превышает атмосферное 0,001 МПа.

Попутный нефтяной газ из вертикального концевого сепаратора **30-V-200** при избыточном давлении 0,012 МПа (0,12 бар) направляется на прием компрессоров низкого давления (**30-K-300** и **30-K-350**), где давление газа на выходе компрессора повышается до 0,8–1,1 МПа (8,0–11,0 бар) и далее подаётся на вход компрессоров высокого давления **30-K-510/560**.

Резервуары хранения нефти **30-ТК-220А/В** $V = 2000 \text{ м}^3$ изготовлены с системами впускного распределения и снабжены нагревательным змеевиком. Система распределения предназначена для окончательного отстаивания любой оставшейся в нефти воды. Резервуары оснащены сигнализаторами высокого и низкого уровня, уровнемером с выводом параметров уровня разлива и температуры на центральный пульт управления операторной ЦППН.

Резервуары **30-ТК-220А/В** оборудованы дыхательными клапанами, которые предназначены для поддержания в заданных пределах давления в газовом пространстве резервуаров и для герметизации газового пространства резервуаров с целью сокращения потерь нефти от испарения и снижения загрязнения атмосферы ее парами. На резервуарах один клапан установлен в качестве дыхательного, а второй в качестве предохранительного клапана.

Резервуары защищены топливным газом, не содержащим сероводород под давлением 0,001–0,0015 МПа (10–15 мбар), соединительные линии с клапанами позволяют эксплуатировать резервуары сырой нефти последовательно или параллельно. Резервуарный парк оснащен системой автоматического пожаротушения, подачи пены в резервуар и воды в кольца орошения.

Из резервуаров **30-ТК-220А/В** через каждые два часа производится отбор проб для анализа нефти, после чего, нефть готовится к сдаче. В случае несоответствия параметров товарной нефти установленным стандартам качества, нефть из резервуаров хранения нефти через рециркуляционные насосы **30-Р-620 А/В** возвращается обратно на трехфазный сепаратор **30-В-130** для повторного очищения и доведения до товарного качества.

Нефть товарного качества из резервуаров хранения сырой нефти **30-ТК-220А/В** направляется на насосную установку, состоящую из перекачивающих подпорных насосов **30-Р-230 А/В/С** и главных экспортных насосов **30-Р-240 А/В/С**. Давление перекачки на выходе экспортных насосов достигает максимум до 6,8 МПа (68 бар) с подачей в коммерческий узел учета нефти (КУУН) **30-Д-260**.

После замера нефть из КУУН **30-Д-260** через площадку камеры запуска скребка **30-PL-250** поступает в экспортный нефтепровод диаметром 168,3 мм, длиной 80 км; производительностью 1868 м³/сут (78 м³/час) и далее с максимальным рабочим давлением до 6,8 МПа (68 бар) направляется на Пункт сдачи и перекачки нефти (ПСПН), находящийся рядом с терминалом АО «КазТрансОйл», где находится точка врезки в магистральный трубопровод.

Площадка камеры запуска скребка **30-PL-250** предназначен для периодического запуска скребка по графику, очистки трубопровода от парафино-механических отложений. Запущенный скребок из ЦППН в экспортный трубопровод извлекается из площадки приема скребка **12-PR-100** на объекте ПСПН.

ПСПН это технологический объект, назначением которого является прием товарной нефти, поступающей с месторождения Комсомольское, и на котором обеспечивается временное хранение нефти, производятся замеры параметров и показателей товарной нефти, ее подогрев и перекачка согласно требованиям, предъявляемым АО «КазТрансОйл» к нефти подлежащей транспортировке.

Все объекты, связанные с процессом подготовки нефти, газа и воды, оснащены запорной, предохранительной, регулирующей арматурой, средствами замера, контроля и автоматизации. Все емкости на ЦППН и ПСПН снабжены системой контроля по давлению и уровню жидкости.

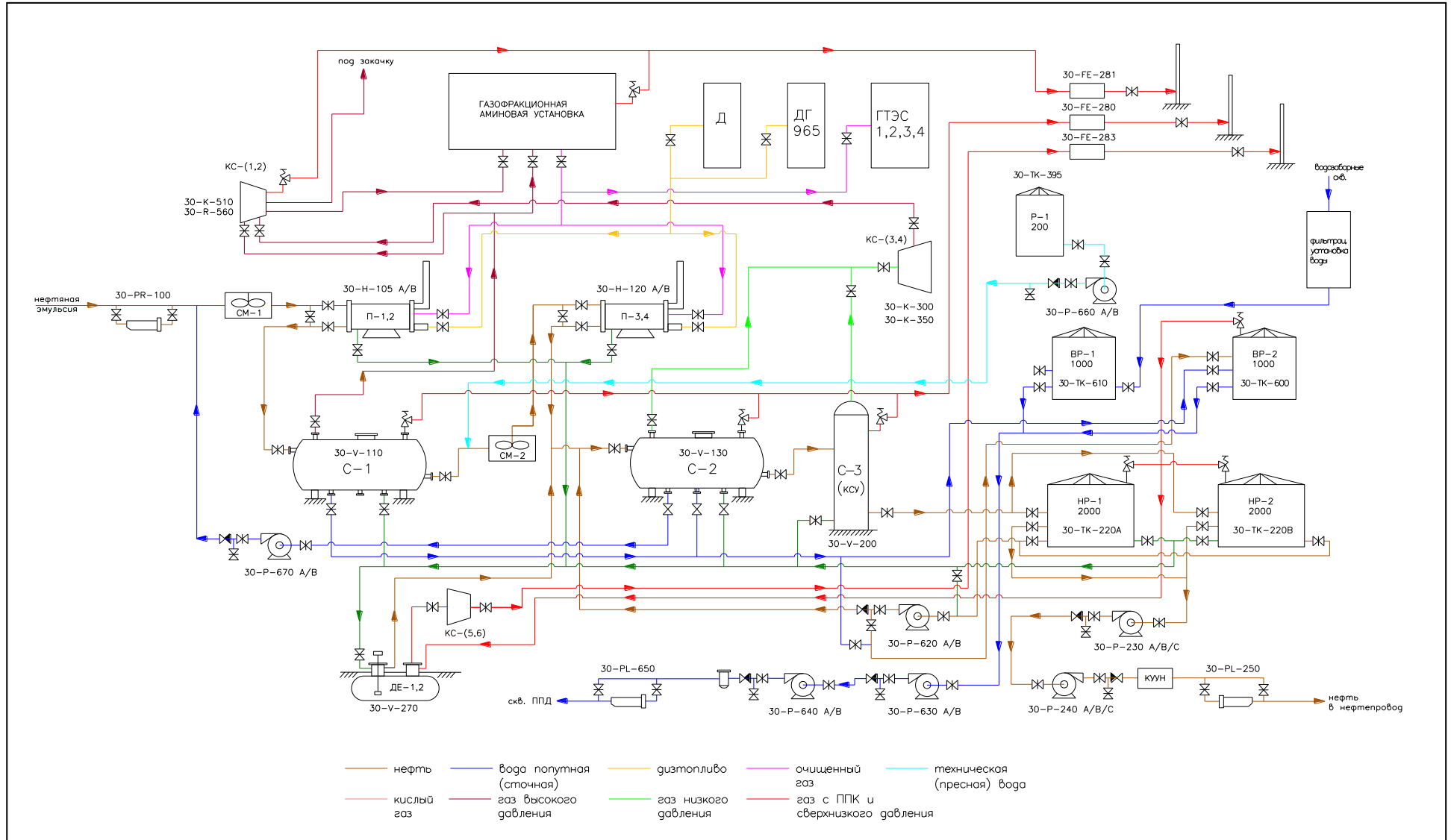


Рисунок 4.1-1 Принципиальная технологическая схема ЦПН ТОО «Ком-Мунай»

4.1.2 Технологический процесс сбора и подготовки воды

4.1.2.1 Сбор и подготовка, транспортировка попутной пластовой воды

Основной объем попутной пластовой воды отделяется от нефти из сепаратора первой ступени **30-V-110**. Попутная вода, отделившаяся в 3-х фазном сепараторе первой ступени **30-V-110**, подается в резервуар хранения пластовой воды **30-ТК-600** объемом 1000 м³.

Поток попутной воды, отделившийся от нефти в сепараторе 2-ой ступени 30-V-130 направляется в систему рециркуляции для промывки сырой нефти в сепаратор 30-V-110 или напрямую в резервуар хранения пластовой воды **30-ТК-600**.

На текущий период в связи с низкой обводненностью продукции скважин и не хватки объемов воды для закачки в пласт на месторождении Комсомольское были введены в эксплуатацию 2 водозаборные скважины, отбор воды производится с помощью погружных центробежных насосов из водяных горизонтов (альбсеноман) средней глубины 1000–1100 м. Вода из водозаборных скважин по выкидным линиям поступает в накопительный резервуар воды **30-ТК-610** проходя по пути следования фильтрационную установку «Twin filter» производства Голландия. Максимальная производительность фильтрационной установки «Twin filter» составляет 70,8 м³/час.

Пластовая вода из резервуара хранения **30-ТК-600** объемом 1000 м³ и дополнительная исходная вода добытая с водозаборных скважин WS-1 и WS-2 из резервуара исходной воды **30-ТК-610** объемом 1000 м³ поочередно или комбинируется самотеком подается на модульную водоочистную установку «SIEMENS».

4.1.2.2 Сбор, подготовка и транспортировка технической пресной воды

Технологический процесс сбора, подготовки и перекачки технической воды осуществляется следующим образом: с помощью автоцистерн производится завоз технической (волжской) воды из населенного пункта села Акшымырау. Автоцистерна подключается с помощью соединения гибкого шланга на центробежный насос приема воды марки НДЭ25. Далее вода накапливается в емкостях **30-ТК-935**, **30-ТК-930 А/В** квадратной формы объемом 200 м³ каждый. Техническая вода используется в двух направлениях: для технических целей подготовки нефти и на собственные нужды в жилгородок.

Техническая вода из емкости **30-ТК-935** V=200 м³ используется для технических целей — промывки нефти (обессоливание) в 3-х фазных нефтегазовых сепараторах 30-V-110, 30-V-130. Подача технической воды осуществляется с помощью технологических центробежных насосов **30-P-660 А/В** в смеситель **30-SM-101**.

Техническая вода из емкостей **30-ТК-930 А/В** используется на собственные нужды т.е. в жилой городок, столовые, туалеты, души и т.д. Перед тем чтобы использовать техническую воду на собственные нужды вода проходит очистку в установке комплексной подготовки воды, который обеспечен центробежными насосами **30-P-931 А/В** и ультрафиолетовой дезинфицирующей установкой. После очистки вода подается по трубопроводам в жилгородок и месторождения Комсомольск давлением 0,3-0,5 Мпа (3-5 бар).

Насосы распределения воды 30-P-931 А/В

Назначением распределительных насосов является подача питьевой воды потребителям при давлении 3–5 бар, которое рекомендовано для распределительной сети. Установлено два насоса, один – рабочий, второй – запасной, каждый с частотно-регулируемым электроприводом.

Установлены двухпозиционные клапаны на стороне всасывания и нагнетательной стороне на каждом насосе, невозвратные клапаны на нагнетательной стороне насоса, диафрагменный бак на нагнетательной стороне насоса.

УФ Дезинфицирующая Установка 30-D-931

Прежде, чем подаваться в систему распределения, ввиду длительного хранения, питьевая вода дополнительно дезинфицируется УФ установкой, производительностью 12,5 м³/час.

4.1.3 Технологический процесс использования технической пресной воды для обессоливания сырой нефти

Согласно требованиям стандарта РК количество хлористых солей в товарной нефти не должно превышать 100 мг/литр. На ЦППН, для уменьшения содержания хлористых солей в экспортной нефти, предусматривается процесс промывки сырой нефти с использованием статических смесителей сырой нефти **30-SM-101** и **30-SM-111**.

Статический смеситель сырой нефти с водой **30-SM-101** находится по технологической линии перед печами подогрева **30-H-105 A/B**.

По технологической линии на входе в установленные статический смеситель **30-SM-101** производится ввод свободной рециркуляционной воды с незначительным содержанием солей, которая отделилась и поступает из 3-х фазного нефтегазового сепаратора второй ступени **30-V-130**.

Рециркуляционная вода и сырая нефть тщательно перемешиваются при помощи статического смесителя. Содержание солей в рециркулируемом потоке всегда ниже, чем максимальное содержание солей в пластовой воде.

Смешанная вода вместе с сырой нефтью после нагрева в подогревателях **30-H-105 A/B** поступает в сепаратор первой ступени **30-V-110**, откуда отделившаяся вода удаляется и подается в резервуар пластовой воды **30-ТК-600**.

На второй ступени промывки сырой нефти используется техническая пресная вода, поступающая из резервуара промывочной воды **30-ТК-935** в статический смеситель **30-SM-111**, находящийся по технологической линии перед печами **30-H-120 A/B**.

Пресная волжская вода и частично разгазированная и обезвоженная сырая нефть, прошедшая 1-ую ступень сепарации, тщательно перемешиваются при помощи статического смесителя. Для усиления интенсивности процессов обессоливания и деэмульсации сырой нефти весь технологический поток направляется на подогреватели нефти **30-H-120 A/B**, где происходит его нагрев до 50°C и направляется в 3-х фазный нефтегазовый сепаратор второй ступени **30-V-130**, где происходит отделение воды от нефти.

Отсепарированные промывочные воды (производственные сточные воды) направляются далее в резервуар пластовой воды **30-ТК-600**.

РАЗДЕЛ 5. ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩИХ СИСТЕМ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ

5.1 Водоснабжение объектов ТОО «Ком-Мунай»

Источниками водоснабжения объектов ТОО «Ком-Мунай» на месторождении Комсомольское являются:

- питьевая вода, поступающая из п. Акшымырау. На месторождение привозится автоцистернами на договорной основе;
- привозная бутилированная питьевая вода; Бутилированная вода относится к пищевым продуктам. Безопасность и качество воды обеспечиваются предприятием-поставщиком в соответствии с Законом Республики Казахстан от 8 апреля 2004 года № 543-11 «О качестве и безопасности пищевых продуктов», а также «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к производству, качеству и безопасности расфасованных в емкости питьевых, минеральных природных и искусственно минерализованных вод» (Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 24 марта 2005 года № 147).
- для технологических нужд на месторождении используется техническая Волжская вода. Водозабор технической воды расположен на реке Волга в районе с. Ганюшкино. Подача Волжской воды осуществляется по магистральному водоводу «Астрахань – Мангышлак» ЗАО. Завозится автоцистернами из п. Акшымырау;
- собственный водозабор подземных альб-сеноманских вод — 2 скважины (WS1 и WS2). Цель водопользования (подземных вод): закачка воды в продуктивные пласты юрского нефтеносного горизонта с целью поддержания пластового давления на нефтяном месторождении Комсомольское.

5.1.1 Обеспечение водой питьевого качества объектов месторождения

Вода питьевого качества в хозяйственно-бытовых целях используется для:

- приготовления пищи;
- горячего и холодного водоснабжения в душевых;
- стирки спецодежды в прачечной;
- влажной уборки производственных и бытовых помещений;
- других хозяйственно-бытовых нужд.

Вахтовый поселок месторождения Комсомольское построен с учетом планировочных решений и набором обслуживающих помещений, соответствующих климатическим условиям региона и специфическим особенностям эксплуатации месторождения в условиях вахтового производства работ.

Поселок состоит из блочных одноэтажных зданий, в которых размещены:

- четыре корпуса общежития, где одновременно могут проживать до 111 человек;
- здания состоят из жилых номеров, сантехнических помещений и холла;
- столовая, состоящая из обеденного зала и вспомогательных помещений — кухни, моечных, санитарно-гигиенических узлов и др.;
- медпункт,
- блок обслуживающих помещений — душевые, прачечная;
- коммунально-складская зона.

В поселке действуют локальные системы горячего и холодного водоснабжения, способ подогрева воды электрический. В столовой для снабжения и накопления питьевой водой имеется емкость объемом 10 м³. Общежития не оборудованы кухнями для приготовления пищи. На

объекты месторождения питьевая вода доставляется и хранится в питьевых бачках. Противопожарный запас воды хранится в специальных емкостях.

С целью исключения бактериологического загрязнения воды регулярно в соответствии с графиком осуществляется пропаривание и хлорирование емкостей для питьевой воды, а также спецмашин по доставке питьевой воды в подразделения.

5.1.1.1 Качество питьевой воды

Качественный состав питьевой воды, поступающей на месторождение в автоцистернах контролируется аккредитованной испытательной лабораторией предприятия и соответствует требованиям Санитарных правил [7] и ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая» [3]. Результаты анализа приведены в таблице 5.1-1.

Таблица 5.1-1 Показатели качества питьевой воды

№ п/п	Наименование показателей	Питьевая вода	Норма
1	Общая минерализация (сухой остаток), мг/дм ³	950	1000
2	Жесткость общая, мг/дм ³	6,0	7,0
3	Нефтепродукты, мг/дм ³	0,01	0,1
4	Железо общее, мг/дм ³	0,21	1,0
5	Хлориды, мг/дм ³	280,5	350,0
6	Алюминий солевой, мг/дм ³	0,00025	0,5
7	Удельная активность радионуклидов, Бк/кг	<1,0	1,0
8	pH	7	7–9
9	ПАВ, мг/дм ³	--	0,5

Микробиологический состав питьевой воды приведен в таблице 5.1-2.

Таблица 5.1-2 Микробиологические показатели качества питьевой воды

№ п/п	Наименование показателей	Питьевая вода	Норма
1	Общее микробное число, КОЕ	10	до 50
2	Общие колиформные бактерии, КОЕ	отсутствуют	не должно быть
3	Термотолерантные колиформные бактерии, КОЕ	отсутствуют	не должно быть
4	Патогенная микрофлора, КОЕ	отсутствуют	не должно быть

5.1.2 Система производственного водоснабжения

Система производственного водоснабжения месторождения обеспечивается:

- Волжской водой технического качества,
- Пластовой водой, попутно добываемой с нефтью,
- Альб-сеноманской водой, добываемой из скважин подземного бурения.

Использование этого типа вод принято при существующей технологии добычи и подготовки нефти. Вода используется для следующих производственных нужд:

- при обессоливании нефти;
- заполнении печей подогрева нефти;
- для опрессовки и промывки оборудования;
- для закачки в пласт с целью поддержания пластового давления.

Водооборотных систем на производственных объектах нет. Повторно используются попутнодобываемые пластовые воды.

5.1.3 Использование водных ресурсов

Потребность в воде, на технологические и хозяйственно-бытовые нужды на месторождении Комсомольское на 2023 г. (по данным предприятия, приложение) представлена в таблице 5.1-3.

Таблица 5.1-3 Потребность в воде на месторождении «Комсомольское» на 2023 г.

Водоисточники	Плановые расходы воды, м ³
	2023 г.
1. Волжская вода, в т.ч. на:	24 500
1.1 Производственные нужды, из них	12 000
1.1.1 технология подготовки нефти	10 930
1.1.2 заполнение печей, промывка и опрессовка оборудования	70
1.1.2 пожарные РВС	1 000
1.2 Хозяйственно-питьевые нужды	6 500
1.3 Передается подрядным организациям	6 000
2. Подземные воды для ППД	344 700
2.1 Пластовая вода	57 200
2.2 Альб-сеноманская вода	287 500
Всего:	369 200

5.2 Водоотведение объектов ТОО «Ком-Мунай»

В процессе эксплуатации объектов месторождения Комсомольское происходит формирование следующих видов сточных вод:

- производственных, поступающих от технологических площадок;
- промывочных, образующихся при зачистке и промывке технологического оборудования, при обессоливании нефти и т.д.;
- хозяйственно-бытовых, образующихся в результате удовлетворения бытовых потребностей обслуживающего персонала — от общежитий, столовой, прачечной и т.д.

Для отвода сточных вод на производственных объектах месторождения предусмотрено две раздельных системы канализации:

- производственная;
- хозяйственно-бытовая.

В сеть производственной канализации месторождения подлежат отведению стоки, образовавшиеся в результате производственной деятельности:

- пластовые — при отделении пластовых вод от нефти;
- промывочные — при отделении после обессоливании нефти и промывке оборудования.

В связи с тем, что система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена только для сбора, замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки (ЦППН) для доведения ее до товарной кондиции и

сдачи потребителю, образование подтоварных вод непосредственно на месторождении не происходит.

Существующая система хозяйственной канализации предназначена для сбора бытовых стоков от санитарных приборов вахтовых поселков. На выходе из столовых, непосредственно на выпусках сточных вод в канализацию, смонтированы жируловители. Стоки по самотечным системам собираются и отводятся в насосные станции 13-ТК-980 и 13-ТК-981 с погружными контролируруемыми насосами. Насосные предназначены для перекачки стоков от вахтовых поселков на установку очистки стоков, расположенную на ЦППН. Стоки от насосной станции 13-ТК-980 подаются по напорному трубопроводу Ду 100 мм. Стоки от насосной станции 13-ТК-981 временно перекачивают автомобильной насосной установкой.

Бытовые сточные воды из помещения щита управления и офисов операторов самотеком собираются для подачи в насосную 13-ТК-983 и через подземный напорный полиэтиленовый трубопровод, с внешним диаметром 63 мм, попадают в основную линию и установку по очистке стоков, расположенную на ЦППН.

Очищенная сточная вода подается самотеком в насосную станцию и далее транспортируется в резервуар очищенной воды.

В дальнейшем очищенные хозяйственно бытовые сточные воды передаются сторонней организации — ТОО «Теміржолсу-Маңғыстау» по договору № 16/4500125275 от 08 января 2020 г. на утилизацию (копия договора см. Приложения).

Очищенная вода откачивается ассенизационной машиной в количестве 14100 м³/год (по договору) и доставляется в сливной колодец канализационной насосной станции поселковых канализационных сетей сел Шетпе и Сай-Утес.

Фактические объемы образования сточных вод от объектов ТОО «Ком-Мунай» за период 2019–2021 гг. по данным предприятия приведены в таблице 5.2-1.

Таким образом установление нормативов ПДС для сброса хозяйственно-бытовых сточных вод месторождения Комсомольское не требуется.

Таблица 5.2-1 Объемы образования сточных вод за период 2019–2021 гг. (тыс.м³)

№	Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.
1	2	3	4	5
1	Хозяйственно-бытовые сточные воды ¹	14,696	7,745	3,537
2	Производственные сточные воды	8,014	6,988	6,992
3	Пластовые воды	58,604	124,254	117,074
4	Альб-сеноманская вода	251,501	203,931	155,012

Примечание: 1 – включая хозяйственные сточные воды подрядных организаций

Данные мониторинга качества хозяйственно-бытовых сточных вод и результаты обработки данных измерений приведены в приложении 3. Обобщенные нормативные и фактические показатели качества хозяйственно-бытовых сточных вод после очистки, направляемых в пруд накопитель, за период 2019–2021 гг. приведены в таблице 5.2-2.

Таблица 5.2-2 Обобщенные показатели состава хозяйственно-бытовых сточных вод

№	Наименование показателя	Нормативное содержание, С _{пдс} , мг/л	Фактические концентрации на сбросе, мг/л		
			2019 г.	2020 г.	2021 г.
1	2	3	4	5	6
1	Взвешенные в-ва	С+0,75	2,42	2,27	1,501
2	Сухой остаток	338	338,0	337,2	291,65

№	Наименование показателя	Нормативное содержание, С _{пдс} , мг/л	Фактические концентрации на сбросе, мг/л		
			2019 г.	2020 г.	2021 г.
1	2	3	4	5	6
3	Сульфаты	105,6	103,86	100,4	107,0
4	Хлориды	108,2	107,70	106,02	112,10
5	Аммоний солевой	5,6	3,10	5,32	5,04
6	Нитраты	0,378	0,33	0,28	0,276
7	Нитриты	0,29	0,25	0,30	0,276
8	СПАВ	0,11	н/о	0,11	0,342
9	Нефтепродукты	0,26	0,23	0,25	0,34
10	БПК ₅	1,96	1,56	2,02	1,311
11	ХПК	4,27	17,80	41,76	20,43
12	Фосфаты	1,703	н/о	1,72	1,239
13	Фенолы	0,0002	н/о	0,00095	0,00076
14	Железо общее	0,15	0,09	0,171	0,247

Химический состав производственных сточных вод, поступающих на установку подготовки пластовой воды (УППВ) приведен в таблице 5.2-3 (приложение 4).

Таблица 5.2-3 Химический состав производственных сточных вод

№	Наименование показателя	Фактическая концентрация, мг/л		
		2019 г.	2020г.	2021 г.
1	2	3	4	5
1	Плотность, ρ _{20°С} , г/см ³	1,137	1,111	1,136
2	Хлориды, мг/л	208876	94575	208876
3	Остаточные нефтепродукты, мг/л	87	148	107
4	Механические примеси, мг/л	97	92	117

Химический состав вод, направляемых на закачку в подземные горизонты после установки УППВ, определяется лабораторией предприятия и приведен в таблице 5.2-4 (приложение 4).

Таблица 5.2-4 Качество вод, направляемых на закачку в подземные горизонты

№	Наименование показателя	Фактическая концентрация, мг/л		
		2019 г.	2020г.	2021 г.
1	2	3	4	5
1	Плотность, ρ _{20°С} , г/см ³	1,124	1,123	1,123
2	Хлориды, мг/л	196109	187992	203687
3	Остаточные нефтепродукты, мг/л	40	48	46
4	Механические примеси, мг/л	48	49	51

Согласно проведенным расчетам, на основании представленных исходных данных предприятия, общий объем образования очищенных хозяйственно-бытовых сточных вод от объектов ТОО «Ком-Мунай» на месторождении Комсомольское оставит: 2023 г. — 6,50 тыс. м³/год.

Баланс водопотребления и водоотведения

Производство	Всего	Водопотребление, тыс.м3/сут.						Водоотведение, тыс.м3/сут.				
		На производственные нужды				На хозяйственно – бытовые нужды	Безвозвратное потребление	Всего	Объем сточной воды повторно используемой	Производственные сточные воды	Хозяйственно – бытовые сточные воды	Примечание
		Свежая вода		Оборотная вода	Повторно-используемая вода							
1	2	3	4			5	6	7	8	9	10	11
	0,0797	0,03			0,0157	0,034	0,03	20,07	10,0	10,0	0,07	

5.2.1 Очистные сооружения биологической очистки сточных вод

Хозяйственно-бытовые сточные воды, образовавшиеся в процессе бытовой деятельности, направляются на очистные сооружения, где проходят биологическую очистку и далее поступают в резервуар очищенных сточных вод.

Канализационная очистная станция (КОС) типа БИО-С-П-40-С, расположена на юго-западе территории ЦППН. Площадь участка для КОС равна 183 м².

В составе КОС предусматриваются следующие сооружения:

- Приёмная камера;
- Станция биологической очистки;
- Ёмкость-илонакопитель;
- Колодец УФ- обеззараживания (УФО);
- Насосная станция;
- Технологический павильон.

Производительность КОС составляет 40 м³/сут.

5.2.1.1 Краткое описание технологии биологической очистки сточных вод

Технология очистки сточных вод разделена на пять этапов, в том числе:

Механическая очистка сточных вод:

Первым этапом механической очистки является задержание крупного мусора при помощи сороулавливающей корзины, которая предназначена для очистки сточных вод от крупных механических включений (листва, камни, бытовой мусор и др.) методом процеживания. Мусор остается на решетках и затем удаляется вручную.

Осветленная сточная вода самотеком отводится с помощью выходного патрубка.

Биологическая очистка сточных вод:

Блок биологической очистки представляет собой технологическую линию, которая состоит из первичного отстойника, биореактора с зонами нитрификации, вторичного отстойника. Конструкция биореактора разделена перегородками, образующими технологические зоны процесса: аэротенк-нитрификатор — вторичный отстойник — блок доочистки.

В первичном отстойнике происходит осаждение взвешенных веществ и небольшое количество органических веществ, сорбированных на взвешенных. Насосы работают с помощью поплавкового датчика уровня, перекачивают образующийся осадок в илоуплотнитель, подключены к шкафу управления.

Секции аэротенков-нитрификаторов оснащены носителями прикрепленного биоценоза (активного ила). Для аэрации используется дисковая аэрационная система, сконструированная из полимерных материалов.

Подача технологического воздуха в зоны аэрации осуществляется воздуходувкой, подключенной к шкафу управления, который предохраняет воздуходувку от перенапряжения, и распределяется внутри аэротенков через пневматические дисковые аэраторы. В камере аэрации, оборудованной системой мелкопузырчатой аэрации, в процессе биохимического окисления происходит снижение БПК и насыщение воды кислородом воздуха.

Разделение иловой смеси на активный ил и очищенную воду происходит во вторичном отстойнике. Аэрационная система в аэротенке-нитрификаторе осуществляет насыщение сточных вод кислородом. Блок биологической очистки выполняется в виде цилиндрического стеклопластикового резервуара, разделенного продольными и поперечными перегородками на зоны и коридоры. Данная система оборудована насосными агрегатами, обеспечивающими рециркуляцию активного ила и иловой смеси внутри очистных сооружений и отведение избыточного активного ила на дальнейшую обработку. Вторичный отстойник оборудован тонкослойным модулем, позволяющим обеспечивать более эффективное разделение иловой

смеси, тем самым препятствует выносу активного ила за пределы блока биологической очистки. Нитрификатор представлен аэробной зоной с полимерной загрузкой для прикрепленной биомассы.

По окончании процесса полной биологической очистки смесь стоков и активного ила из аэротенков поступает во вторичный отстойник. Во вторичном отстойнике происходит отделение очищенных сточных вод от активного ила. Возвратный активный ил эрлифтами из вторичного отстойника перекачивается в илонакопитель. Вторичные отстойники оборудованы тонкослойными модулями для повышения эффективности осаждения.

После вторичного отстойника сточные воды поступают в блок доочистки.

Биологически очищенные стоки самотеком поступают в колодец ультрафиолетового обеззараживания.

Обеззараживающий эффект установки обеспечивается бактерицидным действием УФ облучения. Вода проходит через цилиндрический металлический корпус (блок обеззараживания), в котором герметично установлены кварцевые кожухи. УФ лампы помещены внутрь кварцевых кожухов, пропускающих УФ излучение. Рабочее положение установки – вертикальное или горизонтальное. Вода обеззараживается, проходя внутри установки вдоль кварцевых кожухов с работающими УФ лампами. Установка не изменяет химический состав воды.

Далее очищенная и обеззараженная вода направляется на сброс.

Подача воздуха в систему аэрации и на эрлифты осуществляется Компрессором, размещенным в технологическом павильоне, при помощи воздухораспределительной гребенки, на которой расположены краны подачи воздуха.

Осадок, скапливающийся в зонах отстаивания установки, при помощи эрлифтов направляется в емкость-илонакопитель. Из емкости-илонакопителя вывоз осадка осуществляется по договору со специализированной организацией.

В Комплекте блока биологической очистки предусматривается:

- Денитрификатор;
- Аэротенк-нитрификатор;
- Вторичный отстойник;
- Блок доочистки.

Установка приготовления и дозирования реагентов

Предназначена для ввода реагента Bacti-Bio 9800, или аналогичного, для полного и интенсивного разложения органических веществ и осадков

Во время заправки бочки с реагентом располагаются на площадке. По завершению заполнения емкостей установки приготовления и дозирования реагентов бочки увозят автотранспортом.

В Комплекте колодца УФО предусматривается:

- Лампа УФ-обеззараживания;
- Трубный узел с ЗРА.

Технологический павильон для размещения оборудования

С целью продления срока службы установленного оборудования и минимизации численности обслуживающего персонала производится автоматизация работы установленного оборудования.

В технологическом павильоне предусматривается размещение следующего оборудования:

- Вводное распределительное устройство;
- Шкаф управления;
- Воздуходувка, с воздухораспределительной гребенкой;

- Электрический нагреватель;
- Комплекс реагентного хозяйства, с насосом-дозатором.

Таблица 5.2-5 Характеристика станции очистки бытовых сточных вод

Наименование параметра	Значение
Производительность, м ³ /сут	40
Годовая производительность, м ³ /год	14600
Степень очистки	до норм сброса на поля фильтрации
Режим поступления сточной воды на очистные сооружения	напорный
Размещение сооружений	подземное
Материал корпуса сооружений	армированный стеклопластик
Глубина заложения подводящего трубопровода, мм	не более 2,5 м

Таблица 5.2-6 Технологические параметры БИО-С-П-40-С

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение параметра
1	Максимальная суточная производительность	м ³ /сут	48
2	Средняя суточная производительность	м ³ /сут	40
3	Максимальная часовая производительность	м ³ /сут	4,62
4	Средняя часовая производительность	м ³ /сут	1,67
5	Средняя степень очистки,	%	98,7
6	Установленная мощность	кВт	6,5
7	Занимаемая площадь*	м ²	210
8	Способ обработки осадка	вывоз по договору со специализированной организацией	

Корпуса сооружений КОС выполнены из армированного стеклопластика, изготовленного методом машинной намотки с применением полиэфирных смол, и предназначены для подземного размещения.

5.2.2 Подготовка воды для закачки в пласт

Модульная водоочистная установка «SIEMENS» состоит из:

- Системы химической обработки;
- Системы вторичного удаления нефти (Spinsep Flotation);
- Системы третичного удаления нефти (Walnut Shell Filter);
- Системы обработки промывочной водой.

Пластовая вода поступает из резервуара **30-ТК-600** на входной коллектор бустерных насосов (**Р-001 А/В/С**). Входные бустерные насосы оснащены частотными регуляторами. Таким образом, скорость вращения вала работающего насоса регулируется по показанию существующего датчика измерения уровня **30-LT-600**, который смонтирован на резервуаре пластовой воды

30-ТК-600. Уровень в резервуаре будет оставаться неизменным, чтобы обеспечивать необходимое время отстоя воды.

Насосами **P-001 A/B/C** пластовая вода подается на узел флотации, где она проходит последовательно через модули коагуляции и флокуляции, смонтированные на стальных рамах (**SK-100** и **SK-101**). Каждая рама оснащена статическим смесителем (**X-100** и **X-101**) и трубопроводами для необходимого времени хранения. Процесс дозирования химреагентов контролируется автоматически по показаниям расходомеров. Концентрация растворов химреагентов определяется по результатам исследований отобранных проб.

Шкаф дозирования коагулянта (**SK-105**) оснащен двумя дозирующими насосами **P-105-A/B** (рабочий, резервный) жидкого полимера. Управление насосами осуществляется при помощи частотных регуляторов (VFD), работа которых корректируется по показаниям суммарного расхода на входе в фильтр (Walnut Shell Filter).

Текущая концентрация дозы коагулянта вносится в программируемый логический контроллер вручную, по умолчанию установлена концентрация дозирования 10 мг/л (49% $Al_2(SO_4)_3$).

Коагулянт хранится в специализированной емкости, расположенной рядом с насосами **P-105 A/B**, но не более 30 дней.

Шкаф дозирования флокулянта (**SK-106**) оснащен двумя модулями дозирования многокомпонентных жидких полимеров (**P-106 A/B**). Внутри каждого модуля чистый раствор флокулянта смешивается с водой (вода следующего состава: деионизированная вода или питьевая вода в соответствии с Drinking Water Directive (DWD), Council Directive 98/83/EC) до концентрации около 0,5% готового активного вещества для дозирования.

Чистый раствор флокулянта хранится в емкости хранения флокулянта не более 30 дней.

Шкаф дозирования уловителя кислорода (**SK-106**) оснащен двумя дозирующими насосами **P-107 A/B** (рабочий, резервный). Управление насосами осуществляется при помощи частотных регуляторов (VFD), работа которых корректируется по показаниям суммарного расхода на входе в фильтр (Walnut Shell Filter).

Поглотитель кислорода хранится в специализированной емкости, расположенной рядом с насосами **P-107 A/B**, но не более 30 дней.

Система вертикальной флотации типа Spinsep TM (**SK-102**) представляет собой узел флотации, смонтированный на раме со всеми необходимыми трубопроводами и кабельными проводками, объединенный с резервуаром Spinsep (**TK-101**), утилизационными (Brise) насосами (**P-DGF 01A/B**) и насосами подачи шлама (**P-102 A/B**).

Резервуар флотации Spinsep (**TK-101**), Spinsep – это вертикальный атмосферный резервуар флотации, который благодаря своим уникальным характеристикам обладает возможностью удаления нефти и смазки. Резервуар оснащен системой закачки азота и создания азотной шапки, которая полностью вытесняет кислород из атмосферы резервуара.

Жидкость попадает в резервуар Spinsep через входной трубопровод, который внутри резервуара протянут до задней стенки, находится ниже уровня жидкости и повернут под углом 90° к профилю резервуара. Такое расположение входного патрубка способствует созданию кругового движения жидкости в резервуаре во время работы. Такое круговое движение способствует к соединению флотационных газовых пузырьков и нефтяных капель.

Множественные выпускные флотационные сопла, расположенные рядом с днищем резервуара, впрыскивают миллионы микропузырьков в воду. Вода протекает сквозь зону насыщенную флотационными пузырьками. Нефтяные капли соединяются с флотационными пузырьками и поднимаются на поверхность, откуда они удаляются в отсек уловленной нефти.

Плавающие на поверхности нефть и твердые частицы переливаются через регулирующую V-образную перегородку в отсек уловленной нефти и оттуда уже перекачиваются насосами в существующий приемник шлама.

Пузырьки производятся насосом Brise (**P-DGF 01 A/B**).

После первичного удаления нефти пластовая вода перекачивается на фильтрационную установку (Walnut Shell Filter) насосами **P-101 A/B/C**.

Резервуар Spinsep оборудован дренажным патрубком с гибким соединением для периодической осушки или удаления твердых веществ.

Насос DGF Brise (**P-DGF 01A/B**) предусмотрен для операции с разным расходом и разным давлением, от 15 до 30% общего расхода (проектное значение 20 м³/ч), но эти проценты не являются обязательными. Более важно обеспечивать соответствующее насыщение пузырьками в принимающем баке.

Размеры и количество пузырьков регулируется без прерывания потока процесса шаровыми клапанами расположенными на входе бака флотации Spinsep. Таким образом, можно приспособить динамическое движение пузырьков чтобы обеспечивать выполнения потребностей процесса, т.е. более маленькие пузырьки (если имеются капли масла ниже 20 микрон), более крупные пузырьки (если требуется более высокий подъем, чтобы «поднимать» или «держат» ТСС или поднимать более крупные капли) или разные типы пузырьков при входе в бак.

Азот передается под вакуум в бак расходом в диапазоне 0,075 до 0,25 Нми/ми (проектное значение 3 Нми/ч). Азот затем разбавляется в раствор до содержания 90% азота. Азот остается в растворе когда жидкость течет через разгрузочные трубы до вторжения через клапаны расположенные недалеко от бака. Следующее снижение давления вызывает выделение из раствора пузырьков газа.

Уловленная нефть и твердые вещества перекачиваются двумя шламовыми насосами (**P-102A/B** прогрессивный пустотельный насос) от бака масла Spinsep до существующего подземного бака шлама. Насосы работают беспрерывно с помощью контролера уровня в баке масла Spinsep.

После вторичного удаления нефти производственная вода течет от бака Spinsep (**TK-101**) к раме фильтра с плавающим заполнителем (**SK-104**) тремя 50% бустерными насосами (**P-101A/B/C**, центробежные насосы). Бустерные насосы предварительно снабжены трубопроводами на раме бустерных насосов (**SK-103**). Сток бустерных насосов передается к раме фильтра с корками грецких орехов (**SK-104**).

Входные бустерные насосы снабжены приводами различных частот и скорость насоса регулируется контролером уровня на узле флотации Spinsep (**SK-101**). Уровень в Spinsep сохраняется постоянным чтобы обеспечивать необходимое время хранения для процесса флотации и для разгрузки уловленной нефти к баку масла через регулируемый барьер.

Система фильтра с корками грецких орехов высокого потока типа Monoser (**SK-104**).

Разгрузка из входных бустерных насосов подразделяется на оба бака WSF (**TK-102 A/B**) с измерением потока и расходомером MID и проверяется автоматически с контрольными клапанами. Таким образом обеспечивается равномерная загрузка обоих баков.

В течении цикла фильтрации грязная производственная вода течет через фильтр сверху вниз. Так как вода течет через ореховую среду, свободное масло и взвешенные твердые частицы удаляются.

После 24-х часов фильтрации грязная производственная вода изменяет направление и пульсируется на дно бака делая дно сред текущим. Дополнительно азот добавляется соответствующим образом так чтобы создать воздушно-поднимающий насос (фильтр использует сырую производственную воду и азот для промывки). Воздушно-поднимающий насос поднимает загрязненные среды до верхней части бака где вращается промывочная вода и азот которые удаляют масло и взвешенные твердые частицы от фильтрационного заполнителя. Использование азота значительно снижает требуемое количество промывочной воды.

Смесь азота и промывочной воды передается к баку промывочной воды (**TK-103**) для сепарации. После окончания промывочного цикла поток грязной производственной воды опять возвращается к верхней части бака.

Количество промывочной воды для промывки одного бака фильтра автоматически проверяется контрольным клапаном, причем остальная вода передается к другому баку фильтра для обработки.

Общая последовательность WSF проверяется автоматически контролем системы СКАДА.

Обработанный сток из фильтра с корками грецких орехов передается к линии всасывания бустерных насосов для реинжекции воды (**30-P-630 A/B/C**).

Система промывочных баков воды

Промывочный бак воды (**ТК-103**) сохраняет промывочную воду после промывки двух фильтров. Размер соответствует объему двух промывочных циклов и бак имеет коническое дно. Этот бак работает по партиям и разгружается вручную.

Во время промывочного цикла WSF бак загружается автоматически промывочным потоком от баков фильтров (**ТК-102A/B**). После заполнения подается азот, который затем удаляется через газовые выходы в атмосферу, твердые вещества осаждаются ко дну, а уловленная нефть плавает по поверхности.

После определенного времени для этой сепарации водяная фаза перекачивается обратно к баку для хранения производственной воды (**ТК-600**) ручным пуском насосов воды супернатант (**P-103A/B**) через сопла расположенные на разных высотах бака.

Смотровое стекло (**X-102A/B/C**) расположенное на линиях ведущих от этих сопел применяется для визуального контроля качества воды и для отключения насосов если шлам или масло разгружаются.

Регулярно взвешенные твердые вещества и плавающее масло удаляются в существующий зумпф ручным пуском насосов для взвешенных твердых веществ (**P-104A/B**)

Опять смотровое стекло (X1-03) на разгрузочной линии используется для визуального контроля качества.

Для полного удаления всех твердых веществ из бака часть чистой воды можно обратно передать в промывочный бак ручным регулированием клапанов в разгрузочной линии насосов передачи супернатанта (**P-103A/B**) ручным пуском насоса на короткое время и направлением потока к системе сопел распыления на дне бака чтобы делать остатки твердых веществ текущими.

Бак промывочной воды снабжен системой покрывающего азота, чтобы обеспечить бескислородную окружающую среду.

Чистая фаза супернатанта от бака промывочной воды перекачивается двумя насосами воды супернатант (**P-103A/B**) от бака промывочной воды к баку хранения производственной воды (**ТК-600**). Насосы воды супернатант предварительно снабжены трубами на раме насоса воды супернатант (**SK-108**). Насосы работают непрерывно и они включаются и отключаются в ручную.

Фаза твердых веществ и масла от бака промывочной воды перекачивается двумя насосами для взвешенных твердых веществ (**P-104A/B**, горизонтальные центробежные насосы) от бака промывочной воды к существующему зумпфу.

Насосы для взвешенных твердых веществ предварительно снабжены трубами на раме для насосов взвешенных твердых веществ (**SK-108**). Насосы работают непрерывно и они включаются и отключаются вручную.

Система покрывающая азотом

Бак флотации Spinser и бак промывочной воды снабжены покрывающей системой азота. Оба бака работают с незначительным сверхдавлением 15–20 мБар.

При снижении уровня (снижении давления) азот автоматически поступает в бак для сохранения избыточного давления на определенном уровне.

Если уровень повышается (давление повышается) азот автоматически выпускается в атмосферу после достижения определенного давления 40 мБар.

После прохождения через модульную водоочистную установку, вода под давлением насосов очистной установки поступает в трубопроводный манифольд и откачивается подпорными насосами воды **30-P-630A/B**, где давление воды повышается до 0,45 МПа (4,5 бар) и подается на нагнетательные насосы высокого давления **30-P-640A/B** проходя фильтры очистки от механических примесей **30-F-630A/B** и **30-F-631A/B**. Вода на выходе с нагнетательных насосов высокого давления **30-P-640A/B**, на которых давление достигает до 15,0 МПа (150 бар), фильтруется через **30-F-600A/B** от механических примесей свыше 2-х микрон и подается по высоконапорным водоводам в систему ППД предназначенной для закачки воды в продуктивные пласты через устья нагнетательных скважин.

В связи с низкой обводненностью продукции скважин и не хватки объемов воды для закачки в пласт на месторождении Комсомольское были введены в эксплуатацию 2 водозаборные скважины, отбор воды производится с помощью погружных центробежных насосов из водяных горизонтов (альбсеноман) средней глубины 1000–1100 м. Вода из водозаборных скважин по выкидным линиям поступает в накопительный резервуар воды **30-ТК-610** проходя по пути следования фильтрационную установку «Twinfilter» производства Голландия. Максимальная производительность фильтрационной установки «Twinfilter» составляет 70,8 м³/час.

Очистка воды в фильтрационной установке «Twinfilter» проходит 2 ступени фильтрации. По мере наполнения резервуара **30-ТК-610** вода проходит через модульную водоочистную установку «SIEMENS» и откачивается с помощью нагнетательных насосов **30-P-630A/B** и **30-P-640A/B** в систему ППД. Технологические резервуары воды **30-ТК-600** и **30-ТК-610** от последовательности заполнения откачиваются поочередно.

Результаты исследований и химанализов проб приведены в таблице 5.2-7.

Таблица 5.2-7 Физико-химические свойства подземных вод

№	Показатели	Источник		
		подземная вода		альбская вода
1	Точка отбора, № скважины	91	156,10	—
2	Плотность воды	1,147	1,127	1,0872
3	Концентрация водородных ионов, рН	4,8	3,8	6,09
4	Окислительно-восстановительный потенциал, мВ	121	286	
5	Содержание натрия и калия, мг/л	53436	47475,8	39182,8
6	Содержание кальция, мг/л	9218,4	7214,4	5811,6
7	Содержание магния, мг/л	6201,6	6444,8	2249,6
8	Содержание хлоридов, мг/л	116673	104662,6	77210,1
9	Содержание сульфатов, мг/л	4,9	7,8	61
10	Содержание карбонатов, мг/л	отсутствует	отсутствует	отсутствует
11	Содержание гидрокарбонатов, мг/л	112	97,6	36,6
12	Содержание свободной двуокиси углерода, мг/л	88	66	13,33
13	Общее содержание железа, мг/л	127	87,1	16,7
14	Общая жесткость, мг-экв/л	970	890	—
15	Содержание сероводорода, мг/л	отсутствует	отсутствует	—
16	Содержание взвешенных частиц, мг/л	442,8	29,9	150,9
17	Тип воды	Cl-Ca	Cl-Ca	Cl-Ca
18	Суммарная минерализация, мг/л	185656	165903	124552,8

В продуктивные пласты закачиваются производственные сточные воды (пластовые отделённые от нефти и альб-сеноманские). Качество закачиваемой воды должно соответствовать требованиям, установленным СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» [4], приведенным в разделе 7.1.3.

5.3 Эффективность работы очистных сооружений и установок

На площадке вахтового поселка месторождения «Комсомольское» для очистки образующихся хозяйственно-бытовых сточных вод от хозяйственной деятельности предприятия предусмотрены очистные сооружения биологической очистки.

Для очистки и водоподготовки сточных вод на месторождении Комсомольское предусмотрены: Канализационные очистные сооружения (КОС, типа БИО-С-П-40-С) — для очистки хозяйственно-бытовых сточных вод, установка водоподготовки Siemens — для водоподготовки пластовых и производственных сточных вод перед закачкой в подземные горизонты.

Для определения эффективности работы очистных сооружений по концентрации загрязняющих веществ в сточных водах, предусмотрены отборы проб до и после очистных сооружений согласно графику и в местах, указанных в графике аналитического контроля.

Эффективность (%) работы очистного сооружения определяется по формуле (5.3-1):

$$\mathcal{E} = \frac{K_1 - K_2}{K_1} \cdot 100\% \quad (5.3-1)$$

где: K_1 – концентрация загрязняющих веществ до очистного сооружения в мг/л;

K_2 – концентрация загрязняющих веществ после очистного сооружения в мг/л.

5.3.1 Канализационные очистные сооружения

Станция обеспечивает очистку с достижением показателей качества очищенных сточных вод, соответствующих требованиям Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» [7] и ПДК вредных веществ для воды водных объектов, имеющих рыбо-хозяйственное значение.

После КОС очищенная вода самотёком поступает в насосную станцию.

Содержание вредных веществ в воде исходной и после очистки, а также эффективность очистки по данным лаборатории предприятия приведены в таблице 5.3-1.

Таблица 5.3-1 Содержание вредных веществ в воде исходной и после очистки

№ п/п	Наименование показателей	Характеристика и исходные данные сточных вод	Характеристик и сточных вод после очистки	Эффективность очистки
1.	Взвешенные вещества, мг/дм ³	до 325	3,0	до 99,1
2.	БПК, мгО ₂ /дм ³	до 375	3,0	до 99,2
3.	ХПК, мгО ₂ /дм ³	до 500	15,0	до 97,0
4.	Азот аммонийный, мг/дм ³	до 40	0,4	до 99,0
5.	Фосфаты (P), мг/дм ³	до 15	0,2	до 98,7
6.	Нефтепродукты, мг/дм ³	до 2,95	0,05	до 98,4
7.	СПАВ, мг/дм ³	до 12,5	0,1	до 99,2

После биологической очистки хозяйственно-бытовые сточные воды передаются сторонней организации на вывоз и утилизацию. Сбросы сточных вод в поверхностные, подземные водные объекты или накопители сточных вод не осуществляются.

5.3.2 Установка водоподготовки Siemens

Установка по очистке производственной воды от нефти (установка очистки пластовой воды) новой конструкции предназначена для обработки поступающей воды в соответствии со техническими условиями установки очистки технологической воды месторождения Комсомольское и получения на выходе стоков, отвечающих техническим требованиям на сбросы подземные горизонты.

Контроль за показателями вод до и после очистки осуществляется химической лабораторией предприятия..

Сведения об эффективности работы установки водоподготовки Siemens по эксплуатационным данным приводятся в таблице 5.3-2.

Таблица 5.3-2 Эффективность работы очистных сооружений

Состав очистных сооружений	Наименование показателя, по которому производится очистка	Мощность очистных сооружений						Эффективность работы					
		проектная			фактическая			Проектные показатели			Фактические показатели (средние за 3 года.)		
		м3/ч	м3/сут	тыс. м3/год	м3/ч	м3/сут	тыс. м3/год	Концентрация, мг/дм3		Степень очистки, %	Концентрация, мг/дм3		Степень очистки, %
								до	после		до	после	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	Взвешенные вещества, мг/л	-	-	-	10	240	11	-	-	-	117,0	49,0	59
	Нефтепродукты, мг/л	-	-	-	10	240	11	-	-	-	148,0	40,0	73

*проектные данные не указаны, так как они не указаны в паспорте установки.

Результаты инвентаризации выпусков сточных вод

Наименование объекта (участка, цеха)	Номер выпуска сточных вод	Диаметр выпуска, м	Категория сбрасываемых сточных вод	Режим отведения сточных вод		Расход сбрасываемых сточных вод		Место сброса (приемник сточных вод)	Наименование загрязняющих веществ	Концентрация загрязняющих веществ за 2021 год, мг/дм ³	
				ч/сут.	сут./год	м ³ /ч	м ³ /год			макс.	средн.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
М/р Комсомольское	№ 1	-	Производственные сточные воды	24	365	10	11000	Система ППД	Взвешенные вещества	50,0	38,5335
									Хлориды	79762,0	78222,1
									Сульфаты	6,5	2,964
									Азот аммонийный	92,5	72,289
									Нитриты	0,005	0,0035
									Нитраты	0,07	0,0805
									Железо общее	8,58	8,161
									БПК ₅	122,0	22,901
									ХПК	3225,0	1920,73
									Нефтепродукты	50,0	10,6385
									Сухой остаток	159940,0	154565

РАЗДЕЛ 6. КОНТРОЛЬ ЗА ЗАГРЯЗНЕНИЕМ ПОДЗЕМНЫХ ВОД

На месторождении Комсомольское действует система контроля за состоянием окружающей среды и природных ресурсов месторождения путем динамического наблюдения — производственного мониторинга в соответствии с программой производственного мониторинга ТОО «Ком-Мунай».

Мониторинг окружающей среды и природных ресурсов проводится с целью обеспечения принятия управленческих и хозяйственных решений в области охраны окружающей среды и использования природных ресурсов.

Программа мониторинга ТОО «Ком-Мунай» на 2023 г. ориентирована на организацию наблюдений, сбор данных, проведение анализа и оценку воздействия месторождения на состояние окружающей среды с целью принятия своевременных мер по предотвращению, сокращению и ликвидации негативного воздействия на объекты природы.

6.1 Существующая программа производственного мониторинга подземных вод

Целевым назначением мониторинга подземных вод, проводимого на территории нефтепромысла Комсомольское, является изучение влияния производственно-хозяйственной деятельности ТОО «Ком-Мунай» на подземные воды сарматского водоносного горизонта, прогноз и предупреждение отрицательного воздействия на подземные воды.

Основными задачами производственного мониторинга являются:

- оценка состояния объектов окружающей среды под воздействием хозяйственной деятельности, соблюдения экологических требований и технологических параметров производства путем проведения необходимых наблюдений и анализа полученных данных;
- разработка рекомендаций по эффективности применяемых мероприятий для снижения и ликвидации последствий негативного воздействия природопользователя на ОС.

Мониторинг подземных вод в 2023 году в зоне влияния нефтегазового месторождения Комсомольское ежеквартально проводит ТОО «Тандем-Эко» (г. Актау), согласно заключенному договору.

Мониторинг на территории месторождения Комсомольское проводится:

- в соответствии с требованиями законодательных и нормативных актов РК, предъявляемыми к работам по контролю за компонентами окружающей среды;
- в режиме, обеспечивающем основу для дальнейшего совершенствования и подтверждающем действенность мер по снижению уровня загрязнения подземных и выбор контролируемых показателей, и дискретность контроля произведены в соответствии с Техническим Заданием и программой ПЭК на 2022 год для ТОО «Ком-Мунай».

6.1.1 Мониторинг подземных вод

Целевым назначением проведения мониторинга подземных вод на территории месторождения Комсомольское является изучение влияния Полигона для временного складирования буровых отходов и ТБО, ЦППН на подземные воды четвертичного водоносного горизонта и прибрежную зону Каспийского моря. Мониторингу подлежит первый от поверхности водоносный комплекс четвертичных отложений, характеризующийся низкой естественной защищенностью, небольшой глубиной залегания грунтовых вод, что определяет основное отрицательное техногенное воздействие именно на данный горизонт.

Виды и объемы выполненных работ определены Программой экологического контроля для ТОО «Ком-Мунай» на 2023 г.

Точками отбора проб на изучение подземных вод являются места расположения наблюдательных скважин. Периодичность контроля осуществляется 1 раз в квартал.

Полигон для временного складирования буровых отходов и ТБО. В пределах Полигона размещено 6 скважин № 1–6. Наблюдательные скважины № 1–4 располагаются в пределах санитарно-защитной зоны, вдоль каждой из сторон Полигона, на расстоянии 50 м от обваловки. Скважина № 5, контролирующая состояние грунтовых вод до зоны воздействия Полигона, размещена на расстоянии 100 м от Полигона выше по потоку. Скважина № 6 — ниже по потоку подземных вод на расстоянии 100 м от Полигона.

ЦППН центральный пункт подготовки нефти. В 2010 году в наблюдательную сеть были включены 2-е мониторинговые скважины, заложенные в районе ЦППН № 1 и 2.

Для оценки состояния первого водоносного горизонта в пределах площадки ЦППН размещено 2 скважины № 7 и № 8 на расстоянии 50 м от ЦППН выше и ниже по грунтовому потоку, скважина № 9 пробурена на расстоянии около 300 м от ЦППН.

Скважина № 10 расположена на территории нефтепромысла. Учитывая, что месторождение Комсомольское располагается в непосредственной близости от Каспийского моря, скважины № 9 и № 10 размещены по направлению разгрузки грунтового потока в Каспийское море в одном створе со скважиной № 5 и морской точкой наблюдения № 1.

Географические координаты наблюдательных скважин приведены в таблице 6.1-1.

Таблица 6.1-1 Географические координаты мониторинговых скважин на территории месторождения Комсомольское

№№ п.п.	№ скважины	Абсолютная отметка устья скважины, м	Координаты	
			N	E
Полигон для временного складирования буровых отходов и ТБО				
1	№ 1	-22,90	45° 13'32,6"	53° 40' 29,7"
2	№ 2	-23,00	45° 13'33,4"	53° 40' 23,2"
3	№ 3	-23,40	45° 13'37,6"	53° 40' 24,9"
4	№ 4	-24,10	45° 13'37,1"	53° 40'31,2"
5	№ 5	-22,35	45° 13'25,0"	53° 40' 23,8"
6	№ 6	-24,30	45° 13'38,2"	53° 40' 32,9"
ЦППН центральный пункт подготовки нефти				
7	№ 1	-23,40	50° 13'93,5"	97° 09'67,0"
8	№ 2	-23,60	50° 14'08,0"	97° 09'88,8"
9	№ 8	-24,50	45° 13'44,2"	53° 40' 30,6"
10	№ 9	-25,40	45° 13'54,3"	53° 40' 43,7"
11	№ 10	-25,50	45° 13'36,3"	53° 41'02,7"

В соответствии с Программой экологического контроля мониторинг подземных вод на месторождении включает следующие виды работ:

- измерение температуры и уровня залегания подземных вод;
- прокачка скважин;
- отбор проб и лабораторные исследования;
- камеральные работы.

Для отбора проб воды на химические анализы из всех скважин мониторинговой сети были проведены прокачки. Прокачки скважин осуществлялись с целью удаления всего объема застойной воды, находившейся длительное время в скважине.

По окончании прокачек из каждой скважины отобраны пробы воды для определения следующих загрязняющих веществ, (таблица 6.1-2).

Таблица 6.1-2 Перечень компонентов химического состава, подлежащих определению

№ п/п	Компоненты	№ п/п	Компоненты
1	Взвешенные вещества	16	БПК
2	pH	17	ХПК
3	Общая минерализация (сухой остаток)	18	Фториды
4	HCO-3	19	Аммоний
5	Cl-	20	Нитриты
6	SO4	21	Нитраты
7	Na++K+	22	Фосфаты
8	Ca2+	23	Кремнезем
9	Mg2+	24	Железо
10	Жесткость общая	25	Медь
11	Окисляемость перманганатная	26	Кадмий
12	Нефтепродукты суммарно	27	Свинец
13	Фенолы	28	Цинк
14	СПАВ	29	Кобальт
15	Никель		

В связи с тем, что нормативы качества подземных вод в РК не разработаны, при мониторинговых исследованиях основное внимание уделяется динамике содержания загрязняющих веществ в подземных водах под влиянием производственной деятельности.

6.1.1.1 Уровенный и температурный режим подземных вод

В соответствии с Программой экологического контроля для ТОО «Ком-Мунай» на месторождении Комсомольское в IV квартале 2021 г. проводились наблюдения за уровнем и температурным режимом подземных вод по сети мониторинговых скважин.

Питание грунтовых вод происходит за счет притока из-за пределов месторождения и из нижележащих отложений, а также инфильтрации атмосферных осадков в осенне-зимний период года. В весенне-летний период происходит интенсивное испарение, что обуславливает формирование подземных вод с очень высокой минерализацией. Вблизи моря питание происходит за счет фильтрации морской воды и инфильтрации ее во время нагонов. Разгрузка осуществляется, в основном, испарением и в нижележащие горизонты.

Техногенными факторами, влияющими на режим подземных вод месторождения Комсомольское, является наличие Полигона для временного складирования буровых отходов и ТБО и ЦППН.

Основные изменения в положении уровня грунтовых вод в течение года связаны с периодом их питания и разгрузки, которые находятся в прямой зависимости от климатических факторов. В этот период происходят наиболее резкие колебания химического состава и температуры воды.

В ходе проведения мониторинговых наблюдений в I полугодии 2020 г. проведены замеры уровня и температуры подземных вод (таблица 6.1-3).

Таблица 6.1-3 Результаты замеров уровней и температуры грунтовых вод по мониторинговым скважинам месторождения Комсомольское (II полугодие 2021 г.)

№ скв.	Температура подземных вод, 0С	Относительная отметка УГВ, м	Абсолютная отметка УГВ, м
Полигон для временного складирования буровых отходов и ТБО			
1	13,3	2,94	-25,84

№ скв.	Температура подземных вод, 0С	Относительная отметка УГВ, м	Абсолютная отметка УГВ, м
2	13,2	2,70	-25,70
3	13,0	2,03	-25,42
4	13,4	2,23	-26,33
6	13,8	2,22	-26,52
Ср.зн. по участку	13,3	2,42	-25,96
ЦППН			
8	13,2	1,88	-25,94
9	13,1	1,92	-27,22
Ср.зн. по участку	13,2	1,90	-26,58
Нефтепромысел			
10	13,5	2,62	-27,85
Фоновая			
5	13,2	4,24	-26,59
Ср.зн. по месторождению	13,3	2,53	-26,38

В целом по месторождению абсолютные отметки уровня изменялись от -25,42 м (скв. № 3) в пределах полигона до -27,85 м (скв. № 10) — в районе ЦППН. Максимальная глубина залегания подземных вод — 4,24 м отмечается в скважине № 5, минимальная — 1,88 м в скважине № 8, расположенной на территории участка ЦППН ниже по потоку грунтовых вод. Температура подземных вод изменялась от 13,0 до 13,8°С.

6.1.1.2 Химический состав подземных вод

В процессе ведения мониторинга подземных вод в II полугодии 2021 г. проведен отбор 66 проб подземных вод из мониторинговых скважин для определения химического состава. На основании результатов лабораторных исследований проанализирован качественный и количественный состав подземных вод на участках Полигона для временного складирования буровых отходов и ТБО, ЦППН.

Подземные воды первого от поверхности водоносного горизонта месторождения Комсомольское в силу природных особенностей имеют высокую минерализацию. Анализ результатов лабораторных исследований подземных вод в отчетном периоде показал интервал значений сухого остатка в пределах 46,68–142,52 г/дм³, средний показатель по месторождению составил 116,03 г/дм³.

Подземные воды классифицируются как рассолы, имеют высокий окислительный потенциал, очень жесткие, и в основном имеют нейтральную среду.

ПДК нормируется согласно санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемким объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» [7].

Таблица 6.1-1 Химический состав подземных вод месторождения Комсомольское, II полугодие 2021 г.

№ скважин	Сухой остаток, мг/дм ³	Взвешенные вещества, мг/дм ³	pH	Гидрокарбонаты, мг/дм ³	Сульфаты, мг/дм ³	Хлориды, мг/дм ³	Кальций, мг/дм ³	Магний, мг/дм ³	Натрий+ Калий, мг/дм ³	Жесткость общая, мг-экв/дм ³	Окисляемость перманганатная, мгО ₂ /дм ³	Фтор, мг/дм ³	Фосфаты, мг/дм ³
Полигон для временного складирования буровых отходов и ТБО													
скв.1	141711	46	6,96	801	24149	68928	660	8303	38869	716	9,3	0,20	0,12
скв.2	111245	32	7,15	449	20818	51977	719	6371	30912	560	9,4	0,23	0,10
скв.3	128122	39	6,91	472	23007	55886	691	7842	40224	679	9,0	0,24	0,08
скв.4	130546	41	7,35	642	21753	63690	741	8170	35549	709	9,0	0,25	0,07
скв.5	116555	43	7,47	1182	14104	60273	672	7773	32550	673	7,8	0,26	0,13
скв.6	134604	46	6,91	634	19052	68425	706	8492	37294	734	14,2	0,20	0,09
СРЗН	127130	41	7,13	697	20481	61530	698	7825	35900	678	9,8	0,23	0,10
Центральный пункт подготовки нефти													
скв.1	46677	162	6,92	380	12429	17805	1362	2708	11993	291	9,8	н/о	н/о
скв.2	49368	145	7,07	369	8528	20886	1305	2776	15506	293	9,6	н/о	н/о
скв.8	142523	33	7,05	377	20616	71631	776	8181	40941	712	9,2	0,16	0,09
скв.9	134384	30	7,11	386	23216	64763	682	7729	37608	670	7,8	0,17	0,08
скв.10	140562	35	7,44	859	23481	68050	688	8254	39230	713	9,0	0,20	0,07
СРЗН	102703	81	7,12	474	17654	48627	963	5930	29056	536	9,1	0,18	0,08
По месторождению	116027	59	7,12	596	19196	55665	818	6964	32789	614	9,5	0,21	0,09

Грунтовые воды на участке **Полигон для временного складирования буровых отходов и ТБО (скважины № 1, 2, 3, 4, 5, 6)** имеют хлоридно-натриевый состав. В отчетном периоде минерализация варьировалась в интервале значений от 111,25 до 141,71 г/дм³, жесткость общая составляла 560–734 мг-экв/дм³. Окисляемость в мониторинговых скважинах зафиксировано в пределах 7,8–14,2 мгО₂/дм³. Водородный показатель составлял 6,901–7,47.

Общая формула состава грунтовых вод по участку приведена ниже:

$$M_{127,13} = \frac{Cl79,9SO_419,6HCO_30,52}{Na69,7Mg28,7Ca1,6}, pH = 7,13$$

ЦППН центральный пункт подготовки нефти (скважины № 1, 2, 8, 9, 10). Состав подземных вод на данном участке хлоридно-натриевый. Концентрация сухого остатка в подземных водах регистрировалась в пределах 46,68–142,52 г/дм³, содержание взвешенных веществ составило 30–162 мг/дм³, жесткость общая — 291–713 мг-экв/дм³, окислительный потенциал — 7,8–9,8 мгО₂/дм³.

Общий химический состав грунтовых вод выражается формулой:

$$M_{102,70} = \frac{Cl78,5SO_421,0HCO_30,45}{Na70,2Mg27,1Ca2,7}, pH = 7,12$$

6.1.1.3 Содержание загрязняющих веществ в подземных водах

В соответствии с Программой экологического контроля в пробах подземных вод определялось содержание загрязняющих веществ, характерных для нефтяных месторождений. На основании результатов лабораторных исследований подземных вод проведен анализ содержания загрязняющих веществ в подземных водах участков Полигона для временного складирования буровых отходов и ТБО и ЦППН.

В связи с тем, что нормативы качества подземных вод в РК не разработаны, при мониторинговых исследованиях основное внимание уделено динамике содержания загрязняющих веществ в подземных водах под влиянием производственной деятельности.

Основными загрязняющими веществами, характерными для районов нефтепромыслов являются нефтепродукты и фенолы, которые в результате утечек со скважин, случайных порывов нефтепроводов, попадают на поверхность почвы, просачиваются в зону аэрации и накапливаются в них. Часть их достигает уровня грунтовых вод и скапливается в виде слоя различной толщины, другая часть сохраняется в зоне аэрации, откуда постепенно вымывается осадками. Движение нефтепродуктов через зону аэрации сопровождается их частичным расслоением, адсорбцией в породах, биохимическим распадом и испарением.

Содержание определяемых ингредиентов в подземных водах месторождения Комсомольское по результатам мониторинга за IV квартал 2021 г. представлено в таблице 5.4.5.

В IV полугодии 2021 года мониторинг подземных вод **Полигона для временного складирования буровых отходов и ТБО** был произведен по 6 скважинам (№ 1, 2, 3, 4, 5, 6).

В ходе проведения химических анализов было выявлено, что содержание азота аммонийного обнаруживалось в интервале значений от 0,32 до 0,39 мг/дм³. Среднее значение данного компонента относительно IV квартала 2020 года незначительно повысилось с 0,35 мг/дм³ до 0,36 мг/дм³.

Средние концентрации нитритов и нитратов в точках отбора проб регистрировались в пределах 0,16 мг/дм³ и 2,25 мг/дм³. По сравнению с предыдущим периодом в целом содержание нитритов практически осталось на прежнем уровне, а концентрация нитратов снизилась, (табл. 5.4.5).

Показатель СПАВ в проанализированных образцах воды варьировался в пределах 0,01 мг/дм³ – 0,02 мг/дм³, составляя в среднем 0,01 мг/дм³, (табл. 5.4.5).

Таблица 1.1-2 Содержание загрязняющих веществ в подземных водах месторождения Комсомольское, II полугодие 2021 г.

Внутренний номер	Определяемые ингредиенты, мг/дм ³															
	NH ₄ , мг/дм ³	NO ₂ , мг/дм ³	NO ₃ , мг/дм ³	СПАВ, мг/дм ³	Нефте- продукты, мг/дм ³	ХПК, мгО ₂ /дм ³	БПК, мгО ₂ /дм ³	SiO ₂ , мг/дм ³	Фенолы, мг/дм ³	Fe, мг/дм ³	Cu, мг/дм ³	Cd, мг/дм ³	Pb, мг/дм ³	Zn, мг/дм ³	Ni мг/дм ³	Co мг/дм ³
<i>Полигон для временного складирования буровых отходов и ТБО</i>																
скв.1	0,36	0,15	1,59	0,02	0,01	40	2,31	3,35	0,001	1,97	0,06	0,02	1,46	0,23	0,48	0,31
скв.2	0,38	0,14	2,18	0,01	0,01	36	1,09	3,28	0,001	1,21	0,07	0,06	1,20	0,19	0,63	0,28
скв.3	0,32	0,13	3,24	0,01	0,01	40	1,08	2,90	0,001	2,19	0,04	0,03	1,25	0,19	0,75	0,29
скв.4	0,37	0,15	1,69	0,01	0,01	60	2,64	3,50	0,001	2,63	0,06	0,05	1,36	0,21	0,74	0,28
скв.5	0,39	0,18	2,09	0,02	0,01	40	1,28	3,49	0,001	1,51	0,09	0,06	1,40	0,20	0,83	0,40
скв.6	0,32	0,19	2,68	0,01	0,02	50	1,26	3,26	0,001	1,43	0,08	0,04	1,29	0,11	0,81	0,33
Среднее	0,36	0,16	2,25	0,01	0,01	44	1,61	3,30	0,001	1,82	0,07	0,04	1,33	0,19	0,71	0,32
<i>Центральный пункт подготовки нефти</i>																
скв.1	1,42	0,20	7,48	0,01	0,01	60	2,46	3,07	0,001	1,35	0,03	0,01	0,18	0,06	0,63	0,42
скв.2	1,53	0,25	7,09	0,01	0,01	30	2,35	3,08	0,001	1,39	0,03	0,02	0,23	0,07	0,81	0,48
скв.8	0,60	0,16	3,02	0,01	0,01	50	2,64	3,16	0,001	1,16	0,04	0,01	1,15	0,13	0,63	0,32
скв.9	0,48	0,15	3,16	0,01	0,01	50	1,32	3,06	0,001	1,20	0,03	0,03	1,23	0,16	0,65	0,33
скв.10	0,49	0,13	1,34	0,01	0,01	30	2,29	3,20	0,001	2,19	0,02	0,02	1,15	0,12	0,61	0,36
Среднее	0,90	0,18	4,42	0,01	0,01	44	2,21	3,11	0,001	1,46	0,03	0,02	0,79	0,11	0,67	0,38

Определяемые ингредиенты, мг/дм ³																
Внутренний номер	NH ₄ , мг/дм ³	NO ₂ , мг/дм ³	NO ₃ , мг/дм ³	СПАВ, мг/дм ³	Нефте- продукты, мг/дм ³	ХПК, мгО ₂ /дм ³	БПК, мгО ₂ /дм ³	SiO ₂ , мг/дм ³	Фенолы, мг/дм ³	Fe, мг/дм ³	Cu, мг/дм ³	Cd, мг/дм ³	Pb, мг/дм ³	Zn, мг/дм ³	Ni мг/дм ³	Co мг/дм ³
<i>Ср. по месторождению за 2 пг. 2021 г.</i>	<i>0,61</i>	<i>0,17</i>	<i>3,23</i>	<i>0,01</i>	<i>0,01</i>	<i>44</i>	<i>1,88</i>	<i>3,21</i>	<i>0,001</i>	<i>1,66</i>	<i>0,05</i>	<i>0,03</i>	<i>1,08</i>	<i>0,15</i>	<i>0,69</i>	<i>0,35</i>

По итогам экологического мониторинга показатель **БПК** в подземных водах района исследования составлял $1,082,64 \text{ мгО}_2/\text{дм}^3$, при среднем значении $1,61 \text{ мг/дм}^3$. Полученные результаты ниже показателей за I полугодие 2019 года.

На основании данных, полученных в втором полугодии 2021 года, было установлено, что средние содержания **фосфатов** и **фторидов** в грунтовых водах колебались в значениях $0,10$ и $0,23 \text{ мг/дм}^3$. Сравнительно с предыдущим отчетным периодом наблюдается повышение концентрации данных компонентов.

Средние содержания **меди** и **цинка** в отобранных пробах воды по сравнению с четвертым кварталом 2019 года в отчетном периоде незначительно повысились и составляли $0,07$ и $0,19 \text{ мг/дм}^3$.

Наименьшая концентрация **нефтепродуктов** была обнаружена в пределах $0,01 \text{ мг/дм}^3$, наибольшее содержание составило $0,02 \text{ мг/дм}^3$. В целом концентрация контролируемого вещества относительно IV квартала 2019 года отмечена ниже, в значении $0,01 \text{ мг/дм}^3$.

Показатель **ХПК** в районе отбора проб находился в пределах $36\text{--}60 \text{ мгО}_2/\text{дм}^3$, составляя в среднем $44 \text{ мгО}_2/\text{дм}^3$. Средний показатель за отчетный период ниже среднего значения за четвертый квартал 2020 года.

Значительных изменений в содержание **двуокси кремнезема** в подземных водах в II полугодии 2021 года по сравнению с предыдущим периодом 2020 года не зафиксировано. Так, в целом концентрация контролируемого компонента составила $3,30 \text{ мг/дм}^3$, варьируя в диапазоне значений от $2,90$ до $3,50 \text{ мг/дм}^3$.

Анализ результатов, полученных в течение производственного мониторинга грунтовых вод, показал, что содержание **железа** в точках отбора проб регистрировалось в диапазоне значений от $1,21$ до $2,63 \text{ мг/дм}^3$. Среднее значение исследуемого компонента ниже по сравнению со средним показателем за IV квартал 2020 года.

Средняя концентрация кадмия в проанализированных пробах воды по сравнению с предыдущим периодом 2019 года незначительно понизилась и составил $0,04 \text{ мгО}_2/\text{дм}^3$, ($0,05 \text{ мг/дм}^3$ за IV квартал 2019 год).

Максимальное содержание свинца было зафиксировано в районе скважины № 1 и составило $1,46 \text{ мг/дм}^3$, минимальный показатель составлял $1,20 \text{ мг/дм}^3$ в скважине № 2. Относительно четвертого квартала 2019 года среднее значение данного компонента понизилось с $1,36$ до $1,33 \text{ мг/дм}^3$.

ЦППН центральный пункт подготовки нефти (скважины № 1, 2, 8, 9, 10).

В первом квартале 2020 года концентрация **азота аммонийного** в грунтовых водах участка ЦППН обнаруживалась в интервале значений от $0,48$ до $1,53 \text{ мг/дм}^3$, составляя в среднем $0,90 \text{ мг/дм}^3$. По сравнению с IV кварталом 2019 года ($0,92 \text{ мг/дм}^3$) наблюдается понижение содержания контролируемого компонента.

Содержания **нитритов** и **нитратов** в подземных водах в целом по участку регистрировались в пределах $0,18$ и $4,42 \text{ мг/дм}^3$. Относительно предыдущего периода 2019 года концентрация нитритов существенно не изменилась, а содержание нитратов несколько снизилось.

В отчетном периоде показатель **СПАВ** по всем мониторинговым скважинам составлял $0,01 \text{ мг/дм}^3$.

Показатель **БПК** в отобранных пробах воды варьировался в пределах от $1,32$ до $2,64 \text{ мгО}_2/\text{дм}^3$, при среднем значении – $2,21 \text{ мгО}_2/\text{дм}^3$. Полученные результаты ниже показателей за IV квартал 2019 года.

Концентрация таких контролируемых компонентов, как **фосфатов** и **фторидов**, в отчетном периоде относительно четвертого квартала 2020 года незначительно повысилась и в целом по участку составила $0,09$ и $0,21 \text{ мг/дм}^3$ соответственно.

Результаты лабораторных исследований показали средние концентрации меди и цинка в проанализированных образцах воды в пределах $0,03$ и $0,11 \text{ мг/дм}^3$. По сравнению с предыдущим

периодом 2019 года в целом содержание **Cu** понизилось, а концентрация **Zn** практически осталась на прежнем уровне, (0,05 и 0,10 мг/дм³ за IV квартал 2020 год).

Содержание **нефтепродуктов** по всем наблюдательным скважинам составляло 0,01 мг/дм³. Среднее значение в отчетном периоде соответствует данным, полученным в четвертом квартале 2019 года.

По итогам химических анализов показатель **ХПК** в пробах воды колебался в интервале значений 30–60 мгО₂/дм³, при среднем значении — 44 мгО₂/дм³.

В ходе экологического мониторинга было выявлено, что концентрация **двуокси кремнезема** в первом квартале 2021 года по данному участку в целом составила 3,11 мг/дм³, варьируя в диапазоне значений от 3,06 до 3,20 мг/дм³. В сравнении с предыдущим периодом наблюдений среднее значение уменьшилось.

Анализ результатов грунтовых вод, показал, что содержание **фенолов** в точке отбора проб, как и за прошлый квартал, по всем мониторинговым скважинам обнаруживалось в пределах 0,001 мг/дм³.

На основании данных, полученных в период проведения исследований, можно сделать вывод, что концентрация **железа** снизилась по сравнению с четвертым кварталом 2020 года. Так, интервал значений составил 1,16–2,19 мг/дм³, при среднем значении — 1,46 мг/дм³.

Среднее содержание **кадмия** в подземных водах составляло 0,02 мг/дм³, что сопоставимо с данными, полученными в предыдущем периоде мониторинга. Минимальная концентрация составила 0,01 мг/дм³, максимальная 0,03 мг/дм³.

6.2 Выводы

По результатам производственного мониторинга, проведенного в II полугодии 2021 года, оценка воздействия на подземные воды оценивается как удовлетворительная.

На основании комплексной оценки результатов проведенных исследований, в рамках экологического мониторинга месторождения Комсомольское можно сделать следующие выводы:

- средняя абсолютная отметка уровня грунтовых вод на территории месторождения составила -26,38 м, при средней глубине залегания 2,53 м; средняя абсолютная отметка уровня Каспийского моря около -27,01 м и выше абсолютной отметки УГВ, зафиксированной в скважине № 10 (-27,85 м), на 0,79 м. В таких условиях происходит питание водоносного горизонта за счет фильтрации морских вод, создаются условия для подпора уровня грунтовых вод;
- результат проведенного в II полугодии 2021 года мониторинга подземных вод показал, что на всех участках месторождения содержания нефтепродуктов, аммония, нитратов, нитритов, СПАВ, БПК, фосфатов, фторидов и кремнистой кислоты не превышали результатов за предыдущий период. Подземные воды характеризуются повышенным содержанием фенолов, железа, ряда тяжелых металлов, кроме меди и цинка, что вероятно обусловлено региональными геологическими и гидрогеологическими условиями, определяющими особенности формирования отложений содержащих подземные воды;
- для оценки миграции загрязняющих веществ через водоносные горизонты, качество поверхностных вод и состояния донных осадков определялось по результатам анализов проб, отобранных в точке наблюдений № 1, расположенной в створе мониторинговых скважин № 5, 9, 10;
- так как территория месторождения относится к провинции железистых подземных вод с повышенным содержанием тяжелых металлов, возможно в связи с этим в поверхностных водах также отмечаются их повышенные концентрации;

- анализ результатов опробования донных отложений показал, что содержание нефтепродуктов и тяжелых металлов в II полугодии 2021 г. не превышают предельно допустимых норм;

Производственный мониторинг на основе анализа полученных данных позволил выполнить оценку состояния компонентов окружающей среды на каждом из участков работ. Результаты проведенных наблюдений за состоянием компонентов природной среды показали, что производственная деятельность предприятия не оказывает существенного влияния. В то же время следует отметить, что даже небольшие отклонения от технологических режимов производственных процессов могут привести к отрицательным последствиям. Необходимо четко контролировать выполнение всех природоохранных мероприятий, предусматриваемых программами работ, не допуская при этом возникновения аварийных ситуаций.

РАЗДЕЛ 7. НОРМАТИВЫ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ СБРОСОВ (ПДС)

В соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан нормативы предельно допустимых сбросов загрязняющих веществ являются величинами эмиссий, которые устанавливаются на основе расчетов для каждого выпуска и предприятия в целом и разработаны в соответствии с «Методикой определения нормативов эмиссий в окружающую среду» [9].

Нормативы предельно допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ используются при выдаче разрешений на эмиссии в окружающую среду.

Нормирование сбросов загрязняющих веществ производится путем установления нормативов предельно допустимых сбросов (ПДС) веществ со сточными водами в водные объекты, далее – ПДС.

Норматив ПДС — это масса вещества в сточных водах, максимально допустимая к отведению с установленным режимом в данном пункте водного объекта в единицу времени с целью обеспечения норм качества воды в контрольном пункте.

В связи с тем, что хозяйственно-бытовые сточные воды предприятие после биологической очистки передаются для дальнейшей утилизации ТОО «Теміржолсу-Маңғыстау» нормативы ПДС для хоз-бытовых сточных вод не разрабатываются.

Разработка проекта предельно-допустимых сбросов загрязняющих веществ для сброса производственных сточных вод месторождения Комсомольское выполнена в соответствии с природоохранным законодательством РК в целях:

- определения условий сброса загрязняющих веществ исходя из существующей схемы системы ППД;
- обеспечения норм качества воды системы ППД, поступающей в недра.

ПДС рассчитан для сброса производственных сточных вод в подземные горизонты на каждый год нормирования.

Перечень загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты, для которых устанавливаются нормативы эмиссии, принят в соответствии с «Перечнем загрязняющих веществ и видов отходов, для которых устанавливаются нормативы эмиссий» [8].

Расчет нормативного качества вод, поступающих по системе ППД в недра, произведен с учётом:

- качественных фактических и количественных характеристик сточных вод;
- нормируемых показателей качества вод, направляемых в систему поддержания пластового давления в соответствии с СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» [4].

7.1 Расчет нормативов ПДС загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты

В соответствии с п.443 «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» [10] подземное захоронение очищенных промышленных сточных вод от объектов месторождения «Комсомольское» осуществляется путём их закачки в надёжно-изолированные горизонты, не содержащие подземных вод, которые используются или могут быть использованы для хозяйственно-питьевых, бальнеологических целей.

7.1.1 Определение понятия нормативов ПДС загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в недра

В течение периода необходимой консервации сточных вод в недрах должно быть обеспечено отсутствие или сохранение в допустимых пределах всех видов возможного воздействия сброса (захоронения) на окружающую природную среду:

- сточные воды не должны распространяться в пласте-коллекторе и перекрывающих буферных горизонтах за пределы, определенные горным отводом;
- вытесняемые по пласту-коллектору при захоронении сточных вод высокоминерализованные пластовые воды не должны поступать в содержащие пресные воды водоносные горизонты верхней гидродинамической зоны или поверхностные водотоки;
- в процессе подземного захоронения не должно создаваться предпосылок для гидравлического разрыва перекрывающей пласт-коллектор водоупорной кровли и контролируемой вертикальной миграции сточных вод.

Процесс закачки ведется с соблюдением технологического регламента, который обеспечивает рациональное использование недр:

- суточный объем закачки должен составлять не более 1017 м³;
- закачка должна производиться с устьевым давлением не выше — 12 МПа (120 бар);
- концентрация загрязняющих веществ (нефтепродукты, взвешенные вещества, сульфиды) в сточных водах, направляемых на закачку, не должна превышать показателей СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству».

В соответствии с Экологическим Кодексом Республики Казахстан величины нормативов эмиссий являются основой для выдачи экологических разрешений и принятия решений о необходимости проведения технических мероприятий в целях снижения негативного воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду и здоровье населения.

Нормативы предельно допустимых сбросов загрязняющих веществ являются величинами эмиссий, которые устанавливаются на основе расчетов для каждого выпуска и предприятия в целом.

В Республике Казахстан существуют методики установления нормативов предельно-допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в естественные и искусственные водные объекты, поля испарения или рельеф местности. Данные методики регламентируют порядок расчёта и нормирования нормативов ПДС в накопители, в поверхностные водные объекты, поля фильтрации, рельеф местности и не предусматривают порядок установления (расчёта) нормативов ПДС для загрязняющих веществ, сбрасываемых со сточными водами в подземные водоносные горизонты с целью захоронения.

В настоящее время в Республике Казахстан отсутствует Методика установления предельно-допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ, закачиваемых со сточными водами в подземные водоносные горизонты.

В соответствии с Экологическим кодексом РК [2; ст.26 п.2, ст.28 п.3] нормативы эмиссии устанавливаются расчётным путём на основе нормативов качества окружающей среды (экологические нормативы), либо устанавливаются равными техническим удельным нормативам.

7.1.2 Обоснование перечня нормируемых показателей качества сточных вод

На основании расчетные условия (исходные данные) для определения величины ПДС выбираются по данным за предыдущие три года или же перспективным, менее благоприятным значениям, если они достоверно известны по ранее согласованным проектам расширения, реконструкции.

Перечень веществ, включаемых в расчет нормативов ПДС для каждого водопользователя, зависит от специфических условий водопользования хозяйствующего субъекта и утверждается в составе материалов по расчету нормативов ПДС.

Производственные сточные воды, направляемые по системе ППД для закачки в недра, образуются при использовании волжской воды в технологических циклах добычи и подготовки

нефти совместно с пластовыми водами. Состав производственных сточных вод сточных вод близок к пластовым водам.

Настоящим проектом нормативов ПДС предлагается установить перечень загрязняющих веществ, подлежащих нормированию в производственных сточных водах месторождения «Комсомольское», в соответствии с «Перечнем загрязняющих веществ и видов отходов, для которых устанавливаются нормы эмиссий».

На предприятии ведется систематический контроль за содержанием загрязняющих веществ в производственных сточных водах и водах, поступающих на закачку в подземные горизонты. Данные по качеству этих вод приведены в разделе 5.2 и приложении 4.

Сводная характеристика производственных сточных вод до водоподготовки на УППВ по данным предприятия приведена в таблице 7.1-1.

Таблица 7.1-1 Перечень и концентрация загрязняющих веществ в производственных сточных водах

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества	Концентрация загрязняющего вещества в производственных стоках, мг/л		
		Спдк	по данным лаборатории предприятия	по данным разового замера
1	2	3	4	5
1.	Взвешенные в-ва	не применимо	45,0	43,0
2.	БПК ₅		--	101,0
3.	ХПК		--	1385,0
4.	Сухой остаток		--	155020,0
5.	Азот аммонийный		--	92,5
6.	Азот нитратный		--	0,071
7.	Азот нитритный		--	0,005
8.	Хлориды		99725,0	88625,0
9.	Сульфаты		--	6,5
10.	Железо общее		--	8,62
11.	Нефтепродукты		15,8	5,73

7.1.3 Требования и рекомендации к системе ППД и качеству воды, используемой для заводнения

Для того чтобы избежать осложнений при закачке воды в пласт, закачиваемая вода должна соответствовать установленным требованиям на основании СТ РК 1662-2007, приведённым в таблице 7.1-2.

Таблица 7.1-2 Требования к закачиваемой воде

Стабильность	стабильна
Совместимость с пластовыми водами	снижение приемистости не более 20%
Содержание кислорода	менее 0,5 мг/л
Содержание сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ)	отсутствие
Содержание сероводорода	отсутствие
Количество мехпримесей	по коллекторным свойствам
Содержание нефтепродуктов	по коллекторным свойствам
Размер взвешенных частиц	90% менее 2 мкм

Карбонатная стабильность является одним из основных критериев оценки пригодности воды для заводнения нефтяных пластов, поскольку в процессах образования нерастворимых солей карбонаты занимают первое место. Их образование будет происходить как в объеме воды с образованием дополнительного количества механических примесей, так и на поверхностях породы, водоводов и оборудования.

Сульфатная стабильность рассчитывается при наличии достаточного количества сульфатов в воде.

Совместимость закачиваемой воды с пластовой водой и породой заключается в том, что при взаимодействии с пластовой водой и породой коллектора продуктивного пласта не образуются нерастворимых соединений. СТ РК 1662-2007 предусматривает снижение приемистости не более 20% с начала закачки с учетом последующего восстановления приемистости до ее первоначальной величины.

Недопустимо производить закачку несовместимой воды.

Содержание кислорода нормируется величиной менее 0,5 мг/л. Такой предел установлен исходя из минимальных коррозионных повреждений промышленного оборудования.

Содержание сульфатовосстанавливающих бактерий и сероводорода в воде не допускается. Бактерии данного вида продуцируют сероводород. Сероводород резко увеличивает скорость коррозии металла и снижает срок службы наземного и подземного оборудования. При появлении в воде СВБ рекомендуется обработка ее бактерицидами.

Содержание механических примесей и нефтепродуктов является определяющей нормой качества воды. Данные требования к качеству закачиваемых вод формулируются исходя из коллекторных свойств породы. По содержанию механических примесей и нефтепродуктов в соответствии с СТ РК 1662-2007 [4] определены следующие нормы качества (см. таблицу 7.1-3).

Таблица 7.1-3 Нормы содержания механических примесей и нефтепродуктов в воде

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ²	Коэффициент трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		Механических примесей	Нефти
До 0,1	—	до 3	до 5
Свыше 0,1	—	до 5	до 10
До 0,35	от 6,5 до 2	до 15	до 15
Свыше 0,35	менее 2	до 30	до 30
До 0,6	от 35 до 3,6	до 40	до 40
Свыше 0,6	менее 3,6	до 50	до 50

Согласно Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых [10, п.247], замеры содержания в закачиваемой воде взвешенных частиц, нефтепродуктов и других примесей должны выполняться ежедневно.

Рекомендуемые точки отбора — устья нагнетательных скважин. Такой мониторинг позволяет контролировать текущее состояние водоподготовки.

7.1.4 Обоснование величины нормируемых показателей качества сточных вод

Производственные сточные воды, образующиеся на месторождении в следствии использования волжской воды в технологических циклах добычи и подготовки нефти, подаются на установку подготовки пластовой воды (УППВ) (см. раздел 4.1.1.1), где проходят подготовку для закачки в подземные горизонты совместно с пластовой и альб-сеноманскими водами.

В ходе данной водоподготовки производится дегазация и механическая очистка сточных вод от взвешенных частиц и нефти. Итоговые концентрации в закачиваемых по системе ППД водах (после водоподготовки) не превышают, по данным предприятия, удельных технологических нормативов.

Учитывая что нормативы сбросов загрязняющих веществ в подземные горизонты для предприятия устанавливаются впервые и, как показывает практика, значения сбросов взвешенных веществ и нефтепродуктов могут колебаться в широких пределах при эксплуатации системы ППД, сбросы этих компонентов рекомендуется установить на уровне технических удельных нормативов (с пересмотром в последующие три года эксплуатации):

- взвешенные вещества – 50,0 мг/л;
- нефтепродукты – 50,0 мг/л.

Исходя из этих условий, в таблице 1-5 Динамика концентраций загрязняющих веществ в сточных водах

Загрязняющее вещество (ЗВ)	Концентрация ЗВ						Средняя	ЭНК
	*		*		2021 г.			
	I полугодие	II полугодие	I полугодие	II полугодие	I полугодие	II полугодие		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Взвешенные вещества					47,52	29,547	38,5335	
Хлориды					78123	78321,133	78222,0665	
Сульфаты					2,73	3,198	2,964	

Азот аммонийный					66,55	78,028	72,289	
Нитриты					0,003	0,004	0,0035	
Нитраты					0,1	0,061	0,0805	
Железо общее					8,02	8,302	8,161	
БПК5					25,6	20,202	22,901	
ХПК					1152	2689,467	1920,7335	
Нефтепродукты					5,91	15,367	10,6385	
Сухой остаток					155010	154120	154565	

*контроль загрязняющих веществ ведется с 2 квартала 2021 года.

приведены концентрации загрязняющих веществ в производственных сточных водах для их нормирования к сбросу в подземные горизонты.

7.1-5 Динамика концентраций загрязняющих веществ в сточных водах

Загрязняющее вещество (ЗВ)	Концентрация ЗВ						Средняя	ЭНК
	*		*		2021 г.			
	I полугодие	II полугодие	I полугодие	II полугодие	I полугодие	II полугодие		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Взвешенные вещества					47,52	29,547	38,5335	
Хлориды					78123	78321,133	78222,0665	
Сульфаты					2,73	3,198	2,964	
Азот аммонийный					66,55	78,028	72,289	
Нитриты					0,003	0,004	0,0035	
Нитраты					0,1	0,061	0,0805	
Железо общее					8,02	8,302	8,161	
БПК5					25,6	20,202	22,901	
ХПК					1152	2689,467	1920,7335	
Нефтепродукты					5,91	15,367	10,6385	
Сухой остаток					155010	154120	154565	

*контроль загрязняющих веществ ведется с 2 квартала 2021 года.

7.1.5 Предельно-допустимый сброс загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты

Величина предельно допустимого сброса загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты определяется как произведение прогнозируемого объема закачки (q) на предельно допустимую величину концентрации загрязняющего вещества (СПДС):

$$ПДС = q \cdot C_{ПДС} \quad (7.1-1)$$

Расчет предельно-допустимого сброса (ПДС) загрязняющих веществ, закачиваемых с производственными сточными водами в подземные горизонты на 2023 г. при прогнозируемом объеме закачки производственных сточных вод в объеме 240,0 м³/сут (10,0 м³/час; 11,0 тыс. м³/год), приведен в таблице 7.1-4.

Таблица 7.1-4 Предельно-допустимый сброс (ПДС) загрязняющих веществ, закачиваемых с производственными сточными водами в недра на 2023гг.

№ п/п	Наименование загрязняющих веществ	Утвержденный объем сточных вод, м³/час, тыс. м³/год	Концентрации загрязняющих веществ, мг/л		Сброс	
			В отводимых сточных водах, Сфакт	Норматив Спдс	г/час	т/год
1	2	3	4	5	6	7
1.	Взвешенные в-ва	10,0	50,0	50,0	500,00	0,55
2.	БПК ₅	11,0	122,0	122,0	1220,00	1,342
3.	ХПК		3225,0	3225,0	32250,00	35,475
4.	Сухой остаток		159940,0	159940,0	1599400,00	1759,34
5.	Азот аммонийный		92,5	92,5	925,00	1,0175
6.	Азот нитратный		0,07	0,07	0,71	0,0008
7.	Азот нитритный		0,005	0,005	0,05	0,0001
8.	Хлориды		79762,0	79762,0	797620,00	877,382
9.	Сульфаты		6,5	6,5	65,00	0,0715
10.	Железо общее		8,58	8,58	85,80	0,0944
11.	Нефтепродукты		50,0	50,0	500,00	0,55
	ИТОГО:				2432566,56	2675,8233

Таблица 7.1-2 Расчет нормативов предельно-допустимых сбросов сточных вод

Показатели загрязнения	ПДК	фактическая концентрация мг/ дм3	фоновые концентрации мг/ дм3	расчетные концентрации мг/ дм3	нормы ПДС мг/ дм3	утвержденный ПДС	
						г/час	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8
Взвешенные в-ва		50,0		50,0	50,0	500,00	0,55
БПК ₅		122,0		122,0	122,0	1220,00	1,342
ХПК		3225,0		3225,0	3225,0	32250,00	35,475
Сухой остаток		159940,0		159940,0	159940,0	1599400,00	1759,34
Азот аммонийный		92,5		92,5	92,5	925,00	1,0175
Азот нитратный		0,07		0,07	0,07	0,71	0,0008
Азот нитритный		0,005		0,005	0,005	0,05	0,0001
Хлориды		79762,0		79762,0	79762,0	797620,00	877,382
Сульфаты		6,5		6,5	6,5	65,00	0,0715
Железо общее		8,58		8,58	8,58	85,80	0,0944
Нефтепродукты		50,0		50,0	50,0	500,00	0,55

7.2 Нормативы сбросов загрязняющих веществ

Нормативы предельно-допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты для объектов ТОО «Ком-Мунай» на 2023 г. представлены в таблице 7.2-1.

Таблица 7.2-1 Нормативы сбросов загрязняющих веществ по предприятию

Номер выпуска	Наименование показателей	Нормативы сбросов, г/ч, и лимиты сбросов, т/год, загрязняющих веществ на 2023 г.					Год достижения ПДС		
		Расход сточных вод		Допустимая концентрация на выпуске, мг/дм ³	Сброс				
		м ³ /ч	тыс. м ³ /год		г/ч	т/год			
1	2	8	9	10	11	12	13		
	Выпуск № 1 Нагнетательные скважины системы ППД								
1	Взвешенные в-ва	10,0	11,0	50,0	500,00	0,55	2023		
	БПК ₅			122,0	1220,00	1,342	2023		
	ХПК			3225,0	32250,00	35,475	2023		
	Сухой остаток			159940,0	1599400,00	1759,34	2023		
	Азот аммонийный			92,5	925,00	1,0175	2023		
	Азот нитратный			0,07	0,71	0,0008	2023		
	Азот нитритный			0,005	0,05	0,0001	2023		
	Хлориды			79762,0	797620,00	877,382	2023		
	Сульфаты			6,5	65,00	0,0715	2023		
	Железо общее			8,58	85,80	0,0944	2023		
	Нефтепродукты			50,0	500,00	0,55	2023		
	Итого:						2432566,56	2675,8233	
	ВСЕГО по предприятию:			10,0	11,0		2432566,56	2675,8233	

РАЗДЕЛ 8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ АВАРИЙНЫХ СБРОСОВ ВОД

8.1 Вероятные аварийные ситуации и их воздействие на окружающую среду

К возможным аварийным ситуациям следует отнести:

1. Механические повреждения емкостей, резервуаров, трубопроводов предназначенных для транспортировки, хранения воды питьевого и технического качества, хозяйственно бытовых сточных вод, производственных сточных вод и поверхностных сточных вод, а также реагентопроводов технологических процессов и очистки питьевой воды и сточных вод;
2. Перегрузка отдельных сооружений или всего комплекса ОС по объему сточных вод;
3. Залповый сброс в резервуар-накопитель, недостаточно очищенных хозяйственно-бытовых сточных вод;
4. Разрушение резервуара-накопителя в результате воздействия стихийных природных явлений;
5. Отключение электроэнергии, прекращение подачи воздуха на биологическую очистку;
6. Нарушение регламента работы очистных сооружений;
7. Попадание в сеть бытовой канализации производственных сточных вод, влияющих на жизнедеятельность микроорганизмов, участвующих в процессе биологической очистки.

Механические повреждения емкостей, резервуаров и трубопроводов могут возникнуть в результате износа и разрушения материала, несвоевременного проведения ремонтно-профилактических работ и халатности обслуживающего персонала.

Воздействие на окружающую среду возможных аварийных ситуаций

В результате утечек воды и сточных вод из трубопроводов, проложенных подземно, происходит размыв грунта, нарушение рельефа местности, загрязнение подземных вод, и образование заболоченности. Загрязнение подземных вод, в свою очередь, может вызвать загрязнение запасов питьевой воды, которая хранится в подземных резервуарах, путем инфильтрации в них через трещины в конструкциях.

При повреждении наземных емкостей, резервуаров хранения запаса воды и регулирующих емкостей сточных вод происходит растекание жидкостей по территории предприятия, что, возможно, приведет к другим аварийным ситуациям. При растекании производственных и хозяйственно-бытовых сточных вод по территории предприятия, связанной с контактом людей, возможно возникновение инфекционных заболеваний, связанных с бактериальным загрязнением, а также проявление аллергических реакций у обслуживающего персонала.

Аварийный сброс в пруд-накопитель недостаточно очищенных и неочищенных сточных вод может произойти в результате нарушения технологического процесса очистки сточных вод, износа оборудования, а также отсутствия необходимого контроля за процессом очистки и недостаточной квалификации обслуживающего персонала.

Перепополнение пруда-накопителя при проливных дождях может привести к разрушению дамб и растеканию воды по окрестной территории, вызывая ее загрязнение и нарушение ландшафта, и может нарушить последующий прием сточных вод от предприятия. Такая аварийная ситуация может произойти в связи с недостаточной укрепленностью откосов, а также сброса в приемники сточных вод расходов, превышающих расчетные и несвоевременного проведения ремонтно-профилактических работ.

Отключение электроэнергии может привести к перепополнению приемных резервуаров канализационных насосных станций, нарушению процесса биологической очистки, снижению качества очистки и перепополнению приемных емкостей резервуаров очищенных сточных вод.

Попадание в канализацию, транспортирующую бытовые сточные воды, загрязненных производственных сточных вод, содержащих нефтепродукты и токсичные вещества, приведет к гибели микроорганизмов, способствующих процессу биологической очистки, и к снижению качества очищенной воды.

8.2 Защита от загрязнения поверхностных и подземных вод

Защита от загрязнения поверхностных и подземных вод на месторождении «Комсомольское» обеспечивается следующими решениями:

- В производственных отделах, отделах техники безопасности и охраны окружающей среды разрабатываются сценарии возможных аварий, моделируются ситуации, выявляются результаты последствий, которые обрабатываются с помощью современных моделирующих компьютерных программ.
- На предприятии реализуется разработанная Программа обеспечения безопасности производственного процесса, которая осуществляет проверку степени безопасности каждого технологического процесса, применяемого на производстве.
- На предприятии во всех основных технологических процессах постоянно осуществляется мероприятия по повышению надежности с учетом результатов передового опыта эксплуатации аналогичных объектов.
- Технологические процессы добычи, внутри промыслового транспорта и переработки сырья герметичны.
- Дренаж оборудования осуществляется в герметичную дренажную систему, а жидкие углеводороды возвращаются в процесс.
- Сточные воды собираются в специально предназначенные для этой цели резервуары с последующей откачкой насосами и вывозом на очистные сооружения.
- Осадок от очистных сооружений биологической очистки бытовых сточных вод вахтового поселка месторождения «Комсомольское» отводится для обезвоживания на иловые площадки. В дальнейшем иловый осадок на предприятии используется в качестве удобрения на территории месторождения.
- Резервуары воды для хозяйственно-бытовых нужд и производственных нужд предусмотрены стальные. Отмостка вокруг резервуаров — бетонная. Для обслуживания резервуаров предусмотрены шахтные лестницы.
- Регулирующие резервуары для сбора сточных вод приняты заглубленные из монолитного железобетона.
- Все резервуары оснащены сливными и переливными трубопроводами.
- Для стальных подземных и стальных наземных сооружений технологического и вспомогательного назначения, а также стальных технологических трубопроводов предусматриваются мероприятия, обеспечивающие предотвращение коррозии — высококачественные антикоррозионные покрытия.
- Предусмотрены герметизированные системы хранения и использования химреагентов очистки сточных вод.
- Предусмотрена автоматическая защита и блокировка объектов промысла и завода при возможных аварийных ситуациях и при опасных нарушениях режима работы для всех технологических процессов.
- Для обеспечения повышенной надежности работы системы автоматики предусмотрены резервные системы питания.

8.3 Мероприятия, предотвращающие воздействие сточных вод на окружающую среду

Поскольку рассмотренные аварийные ситуации оказывают вредное воздействие на человека и окружающую природную среду, то во избежание их необходимо:

- соблюдение технологических регламентов процесса очистки воды и процесса очистки сточных вод;
- контроль (учет) расходов водопотребления и водоотведения;

- проведение качественного и количественного лабораторного контроля за загрязнением сточных вод перед их сбросом в пруд-накопитель;
- производственные процессы должны исключать в рабочем режиме сброс сточных вод на рельеф;
- обязательный контроль за герметичностью всех емкостей, трубопроводов, сварных и фланцевых соединений и во избежание утечки и т.д.;
- контроль за техническим состоянием автотранспорта во избежание проливов горюче-смазочных материалов;
- запрет на слив отработанного масла в не установленных местах;
- организация системы сбора и хранения отходов производства, исключаящих воздействие на загрязнение подземных вод;
- строгий контроль за состоянием грунтовых вод, их качественным составом посредством мониторинговых скважин вокруг пруда-накопителя;
- проводить плановый профилактический ремонт оборудования и трубопроводов;
- исключение залповых сбросов сточных вод, приводящих к нарушению технологического регламента очистки;
- на территориях должны находиться устройства, обеспечивающие безопасность эксплуатации технологических коммуникаций (трубопроводов, каналов, лотков), подъездных дорог и пешеходных дорожек;
- помещения, где возможны выделения хлора, должны быть оснащены автоматическими системами обнаружения и контроля содержания хлора;
- ремонт оборудования, находящегося под водой в резервуарах и в других емкостных сооружениях, должен производиться только после освобождения их от воды и исключения возможности внезапного затопления;
- выгрузка реагентов из транспортных средств (вагонов, автомобилей), их транспортирование, складирование и загрузка в устройства для приготовления растворов должны быть механизированы;
- необходимо проводить мероприятия, исключающие разлив реагентов;
- при работах на сооружениях для очистки сточных вод необходимо применять меры, исключающие непосредственный контакт работников со сточными водами;
- контроль качества воды и сточных вод на наличие патогенных микроорганизмов проводят в лабораториях, имеющих разрешение для работы с возбудителями соответствующей группы патогенности и лицензию на выполнение этих работ;
- обеспечение беспрепятственного проезда аварийных служб к любой точке территории объектов ТОО «Ком-Мунай».

С целью снижения до минимума вероятности возникновения аварийных ситуаций и осложнений должна быть обязательно предусмотрена единая служба непрерывного оперативного контроля, в которой бы накапливалась статистическая информация по всем аварийным ситуациям, и обновлялся план действий ликвидации последствий аварий.

РАЗДЕЛ 9. КОНТРОЛЬ ЗА СОБЛЮДЕНИЕМ НОРМАТИВОВ ПДС

Согласно требованиям Экологического Кодекса Республики Казахстан, ТОО «Ком-Мунай» проводит производственный экологический контроль, выполняемый для получения объективных данных с установленной периодичностью.

В рамках осуществления производственного экологического контроля выполняется мониторинг эмиссий за сточными водами.

В соответствии с Инструкцией по нормированию сбросов загрязняющих веществ в водные объекты Республики Казахстан, контроль за соблюдением установленных нормативов ПДС включает:

1. Определение фактической массы сброса загрязняющих веществ в единицу времени и сравнение этих показателей с установленными нормативами ПДС.
2. Проверку плана выполнения природоохранных мероприятий по достижению нормативов ПДС.
3. Проверку по эффективности эксплуатации очистных сооружений сточных вод и других природоохранных сооружений, а также производственных факторов, влияющих на величину ПДС.

Контроль проводится как самим предприятием (ведомственный контроль) так и уполномоченными контролирующими органами, осуществляющие государственный контроль в соответствии с планом работ, а также при возникновении аварийной ситуации или резком ухудшении экологической обстановки.

Для организации контроля за соблюдением нормативов ПДС загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в пруд-накопитель предприятия ТОО «Ком-Мунай» необходимо соблюдать следующие требования:

1. Необходимо выполнять отбор проб в местах и точках, указанных в графике контроля за сточными водами с утвержденной в графике периодичностью.
2. Следует выяснять причину изменения состава сточных вод, предпринимать меры по устранению аварийного сброса сточных вод или иной сложившейся ситуации. При проведении анализов необходимо выяснить причину несопоставимой величины с утвержденным нормативом, и проанализировать связано это с качеством очистки, нарушением регламента отводимых в канализацию сточных вод или с погрешностью измерений.
3. При проведении анализов лаборатории предприятия необходимо контролировать результаты анализов. В частности, необходимо проводить определение всех главных ионов и при этом учитывать, что их сумма должна быть равна сумме эквивалентов катионов и анионов и не должна превышать показателя сухого остатка.
4. В случае получения несопоставимой величины после выполнения анализа пробы (отличие в значении более 30% с ранее проведенным анализом по графику), необходимо повторить отбор проб.
5. С целью определения степени очистки на очистных сооружениях необходимо производить отбор проб на входе и на выходе очистных сооружений в целом так и по отдельным звеньям с учетом времени прохождения сточных вод через сооружение.

Предлагаемый график контроля за соблюдением нормативов ПДС на месторождении «Комсомольское» на 2023 гг. представлен в таблице 8.3-1.

Таблица 8.3-1 Предлагаемый график контроля за соблюдением нормативов ПДС

№ п/п	Нормируемые показатели	Концентрация		Отбор проб	
		Спдк	Норматив Спдс	Периодичность отбора проб	Место отбора проб
1	2	3	4	5	6
Установка подготовки пластовой воды					
1. Производственные сточные воды до УППВ					
1.	Взвешенные вещества	—	—	Ежедневно (лаборатория предприятия)	перед подачей на установку подготовки пластовой воды
2.	Хлориды	—	—		
3.	Нефтепродукты	—	—		
2. Производственные сточные воды после УППВ					
4.	Взвешенные вещества	—	50,0	Ежедневно (лаборатория предприятия)	линия закачки в подземные горизонты
5.	Хлориды	—	79762,0		
6.	Нефтепродукты	—	50,0		
7.	Взвешенные вещества	—	50,0	1 раз в квартал	линия закачки в подземные горизонты
8.	БПК ₅	—	122,0		
9.	ХПК	—	3225,0		
10.	Сухой остаток	—	159940,0		
11.	Азот аммонийный	—	92,5		
12.	Азот нитратный	—	0,07		
13.	Азот нитритный	—	0,005		
14.	Хлориды	—	79762,0		
15.	Сульфаты	—	6,5		
16.	Железо общее	—	8,58		
17.	Нефтепродукты	—	50,0		

РАЗДЕЛ 10. ПРЕДЛАГАЕМЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОСТИЖЕНИЮ НОРМАТИВОВ ПДС И ДАЛЬНЕЙШЕМУ ИХ СОКРАЩЕНИЮ

В целях соответствия природоохранному законодательству, рациональному использованию природных ресурсов, предупреждению негативного воздействия хозяйственной и производственной деятельности производства на окружающую природную среду на ТОО «Ком-Мунай» в настоящее время выполняются мероприятия по улучшению существующей системы сточных вод, а также намечены цели по дальнейшему усовершенствованию системы сточных вод в перспективе.

На основании проведенного визуального обследования, выполненных расчетов по объемам водопотребления и водоотведения и анализа проектной документации можно сделать следующий вывод, что принятая ТОО «Ком-Мунай» на месторождении Комсомольское система водохозяйственной деятельности обеспечивает рациональное использование свежей воды.

В целях соответствия природоохранному законодательству, рациональному использованию природных ресурсов, предупреждению негативного воздействия хозяйственной и производственной деятельности ТОО «Ком-Мунай» на окружающую природную среду предусмотрены природоохранные мероприятия по улучшению существующей системы сточных вод, а также по дальнейшему усовершенствованию системы сточных вод в перспективе.

На месторождении предусматривается организация контроля за качеством производственных сточных вод, направляемых в систему поддержания пластового давления. В соответствии с расчетом объемов водоотведения, на закачку в подземные горизонты будет направляться 11,0 тыс. м³/год производственных сточных вод после предварительной водоподготовки.

На территории ТОО «Ком-Мунай» действует система контроля за состоянием окружающей среды и природных ресурсов месторождения путем динамического наблюдения — производственного мониторинга в соответствии с программой производственного мониторинга предприятия.

Для выявления влияния сточных вод на подземные воды проводится химический анализ проб отобранных из гидронаблюдательных скважин в районе полей фильтрации вахтового поселка «Комсомольское» с периодичностью 1 раз в квартал. Также ежемесячно аккредитованной лабораторией проводится производственный контроль за качеством сточных вод, путём отбора проб непосредственно в месте выпуска сточных вод в пруд-накопитель. Перечень контролируемых ингредиентов определяется в соответствии с нормативами ПДС: взвешенные вещества, БПК₅, ХПК, СПАВ, сухой остаток, хлориды, сульфаты, азот аммонийный, нитраты, нитриты, железо общее, нефтепродукты, фосфаты, фенолы.

На основании вышеизложенного можно сделать следующий вывод, что на ТОО «Ком-Мунай» с учетом постоянного внедрения природоохранных мероприятий по усовершенствованию системы сточных вод принята рациональная система водохозяйственной деятельности.

РАЗДЕЛ 11. РАСЧЕТ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА СБРОСЫ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Для определения платежей за сбросы загрязняющих веществ в подземные горизонты ТОО «Ком-Мунай» использовалась действующая Методика расчета платы за эмиссии в окружающую среду [6].

11.1 Расчет платежей

Согласно Налогового Кодекса РК ставки платы определяются исходя из размера месячного расчетного показателя (МРП), установленного законом о республиканском бюджете.

Прогнозный уровень МРП в Республике Казахстан составит:

- на 2022 год — 3063 тенге;

Расчет платы за сбросы *i*-го загрязняющего вещества в соответствии с Методикой в пределах нормативов эмиссий осуществляется по следующей формуле:

$$C_{сбр.}^i = H_{сбр.}^i \cdot M_{сбр.}^i \quad (11.1-1)$$

где: $C_{сбр.}^i$ – плата за сбросы *i*-го загрязняющего вещества, тенге;

$H_{сбр.}^i$ – ставка платы за сбросы *i*-го загрязняющего вещества, установленная в соответствии с налоговым законодательством Республики Казахстан (МРП/тонн);

$M_{сбр.}^i$ – масса *i*-ого загрязняющего вещества, сброшенного в окружающую среду за отчетный период (тонн).

Плата взимается за фактический объем эмиссии в окружающую среду в пределах и (или) сверх установленных нормативов эмиссии в окружающую среду.

Предварительный расчет платы за сбросы загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в пруд-накопитель и в подземные горизонты, в пределах, установленных лимитов для ТОО «Ком-Мунай» на 2022 гг. приведен в таблице 11.1-1.

Таблица 11.1-1 Расчет платы за сбросы загрязняющих веществ

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества	Масса сброса, $M_{сбр.}^i$, т/год	МРП, тенге	Ставка платы за 1 тонну, МРП	Ставка платы за 1 тонну, $H_{сбр.}^i$, тенге/т	Плата за сбросы, $C_{сбр.}^i$, тенге
1	2	3	4	5	6	7
	на 2022 год					
12.	Взвешенные в-ва	0,55	3063	2	5834	3369,3
13.	БПК	1,342		8	23336	32884,37
14.	ХПК	35,475		0	0	0
15.	Сухой остаток	1759,34		0	0	0
16.	Азот аммонийный	1,0175		68	198356	211928,97
17.	Азот нитратный	0,0008		2	5834	4,91
18.	Азот нитритный	0,0001		1340	3908780	410,45
19.	Хлориды	877,382		0,2	583,4	537484,22
20.	Сульфаты	0,0715		0,8	2333,6	175,21
21.	Железо общее	0,0944		268	781756	77491,45
22.	Нефтепродукты	0,55		536	1563512	902972,4
	Итого:	2675,8233				1 766 721,28

РАЗДЕЛ 12. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Экологический кодекс Республики Казахстан.
2. ГОСТ 2874-82 Вода питьевая. Гигиенические требования и контроль за качеством.
3. СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» // Приказ Председателя Комитета по техническому регулированию и метрологии МИТ РК от 31.10.12 г. № 596.
4. Кодекс Республики Казахстан «О здоровье народа и системе здравоохранения» от 7 июля 2020 года № 360-VI ЗРК.
5. Методика расчета платы за эмиссии в окружающую среду // Приказ Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 08.04.2009 года № 68-п. 2009.
6. СП «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» // Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 16 марта 2015 года № 209. 2015.
7. Перечень загрязняющих веществ и видов отходов, для которых устанавливаются нормативы эмиссий // Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 21 января 2015 года № 26. 2015.
8. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду // Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63.
9. Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр // Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15.06.2018 г. № 239. 2018.

РАЗДЕЛ 13. ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Лицензия

Приложение 2. Определение концентраций загрязняющих веществ в хозяйственно-бытовых сточных водах

Определение показателей качества хозяйственно-бытовых сточных вод для расчета нормативов ПДС на 2022 гг.

	рН	Взвешенные в-ва	Сухой остаток	Сульфаты	Хлориды	Аммоний солевой	Нитраты (NO ₃)	Нитриты (NO ₂)	СПАВ	Нефтепродукты	БПК ₅	ХПК	Фосфаты	Фенолы	Железо общее
2019 год		1,501	291,65	117,8	112,1	5,04	0,276	0,276	0,342	0,34	1,311	20,43	1,239	0,00076	0,247
2020 год	7,9	2,42	338,00	105,90	107,70	3,10	0,33	0,25	н/о	0,23	1,56	17,80	н/о	н/о	0,09
2021 год		2,27	337,2	100,4	106,02	5,32	0,28	0,3	0,11	0,25	2,02	41,76	1,72	0,00095	0,171
Показатели качества для расчета нормативов ПДС:	7,9	2,12	272	106,5	108,8	4,27	0,28	0,25	0,11	0,3	1,55	20,4	1,239	0,0008	0,180

