ПРОЕКТ

НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ СБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

ДЛЯ ТОО «КОМ-МУНАЙ» НА 2027-2029 ГОД

Директор
ТОО «Рекорд Консалт» **Саркулова С.К.**

Актау, 2026 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

РАЗДЕЛ 1. АННОТАЦИЯ 4

РАЗДЕЛ 2. ВВЕДЕНИЕ 6

РАЗДЕЛ 3. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ 7

3.1 Общие сведения о предприятии 7

3.2 Краткая характеристика физико-географических и климатических условий района размещения предприятия 13

3.2.1 Климатические условия 13

3.2.2 Характеристика геологического строения месторождения 15

3.2.3 Геолого-гидрогеологические условия 18

3.2.4 Свойства и состав подземных вод 19

РАЗДЕЛ 4. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ 22

4.1 Краткая характеристика производственной деятельности 22

4.2 Характеристика предприятия как источника загрязнения водного бассейна 23

4.2.1 Краткая характеристика технологии добычи и подготовки нефти и газа 23

4.2.2 Технологический процесс сбора и подготовки воды 27

4.2.3 Технологический процесс использования технической пресной воды для обессоливания сырой нефти 30

РАЗДЕЛ 5. ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩИХ СИСТЕМ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ 32

5.1 Водоснабжение объектов ТОО «Ком-Мунай» 32

5.1.1 Обеспечение водой питьевого качества объектов месторождения 32

5.1.2 Система производственного водоснабжения 33

5.1.3 Использование водных ресурсов 34

5.2 Водоотведение объектов ТОО «Ком-Мунай» 34

5.2.1 Очистные сооружения биологической очистки сточных вод 39

5.2.2 Подготовка воды для закачки в пласт 41

5.3 Эффективность работы очистных сооружений и установок 45

5.3.1 Канализационные очистные сооружения 45

РАЗДЕЛ 6. КОНТРОЛЬ ЗА ЗАГРЯЗНЕНИЕМ ПОДЗЕМНЫХ ВОД 49

6.1 Существующая программа производственного мониторинга подземных вод 49

6.1.1 Мониторинг подземных вод 49

РАЗДЕЛ 7. НОРМАТИВЫ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ СБРОСОВ (НДС) 55

7.1 Расчет нормативов НДС загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты 55

7.1.1 Определение понятия нормативов НДС загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в недра 55

7.1.2 Обоснование перечня нормируемых показателей качества сточных вод 56

7.1.3 Требования и рекомендации к системе ППД и качеству воды, используемой для заводнения 59

7.1.4 Обоснование величины нормируемых показателей качества сточных вод 60

7.1.5 Предельно-допустимый сброс загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты 63

7.2 Нормативы сбросов загрязняющих веществ 63

РАЗДЕЛ 8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ АВАРИЙНЫХ СБРОСОВ ВОД 66

8.1 Вероятные аварийные ситуации и их воздействие на окружающую среду 66
8.2 Защита от загрязнения поверхностных и подземных вод 67
8.3 Мероприятия, предотвращающие воздействие сточных вод на окружающую среду 67
РАЗДЕЛ 9. КОНТРОЛЬ ЗА СОБЛЮДЕНИЕМ НОРМАТИВОВ НДС 69
РАЗДЕЛ 10. ПРЕДЛАГАЕМЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОСТИЖЕНИЮ НОРМАТИВОВ НДС И ДАЛЬНЕЙШЕМУ ИХ СОКРАЩЕНИЮ 74
РАЗДЕЛ 11. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ 75
РАЗДЕЛ 12. ПРИЛОЖЕНИЯ 76

Список таблиц

Таблица 1-1 Объёмы сточных вод и НДС 5
Таблица 2 - Физико-химические свойства нефти месторождения Комсомольское 8
Таблица 3 - Состав товарного газа месторождения Комсомольское 9
Таблица 4 - Показатели добычи на месторождении Комсомольское в 2024-2027-2029 гг. 9
Таблица 5 - Общий фонд скважин м/р Комсомольское 11
Таблица 13 - Показатели качества питьевой воды 33
Таблица 14 - Микробиологические показатели качества питьевой воды 33
Таблица 15 -Потребность в воде на месторождении «Комсомольское» на 2024-2027-2029 гг. 34
Таблица 23 - Физико-химические свойства подземных вод 44
Таблица 32 -Требования к закачиваемой воде 59
Таблица 33 - Нормы содержания механических примесей и нефтепродуктов в воде 60
Таблица 35 - Расчет предлагаемый допустимый сброс загрязняющих веществ, закачиваемых с производственными сточными водами в недра 64
Примечание 64*

Список рисунков и фотографий

Рисунок 1 - Ситуационная карта-схема расположения месторождения Комсомольское 10
Рисунок 2 - Схема расположения пробуренных скважин на месторождении Комсомольское 12
Рисунок 5 - Принципиальная технологическая схема ЦППН ТОО «Ком-Мунай» 26

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 хозбытовых 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 2027-2029 г.

Проведена инвентаризация выпусков сточных вод после очистных и в подземные горизонты с объемами сточных вод по ТОО «Ком-Мунай» на 2027-2029 г.

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 **норматив допустимых сбросов (НДС)** 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 **норматив допустимых сбросов (НДС)** загрязняющих веществ, закачиваемых с производственными сточными водами в подземные горизонты на 2027-2029 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 НДС, составлен График контроля за соблюдением нормативов НДС на 2027-2029 г. и предложены мероприятия по достижению нормативов НДС.

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 2021–2023 гг.

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

Проект нормативов допустимых сбросов (НДС) загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты от объектов ТОО «Ком-Мунай» разработан на 2027-2029 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 2024-2027-2029 гг. представлено в табл. 1-1.

Таблица 1-1 Объёмы сточных вод и НДС

№ п/п	Наименование выпуска	Наличие и метод очистки перед сбросом	Объем отводимых сточных вод, тыс. м³/год	НДС загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами т/год
На 2027-2029 гг.				
1	Система поддержания пластового давления. Полигон закачки (подземные горизонты)	Механическая очистка	15.613	4100.8
	ВСЕГО:		**15.613**	**4100.8**

РАЗДЕЛ 2. ВВЕДЕНИЕ

Основанием для разработки Проекта нормативов предельно-допустимых сбросов (НДС) загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты от объектов ТОО «Ком-Мунай» на 2027-2029 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.

Целью разработки проекта НДС 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 нормативов НДС выполнен ТОО “Рекорд Консалт”, имеющей государственную лицензию №01434Р от 07.11.2011 г. Лицензия выдана Комитетом экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе, Министерство энергетики Республики Казахстан, 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

Адрес исполнителя: *130000, Республика Казахстан,*
Мангистауская обл.,
г. Актау, 17 мкр-н, 20 дом, 21 офис.
Директор – ***Саркулова С.К.***

РАЗДЕЛ 3. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

3.1 Общие сведения о предприятии

Главной деятельностью Компании является добыча сырой нефти.

Офис Компании расположен в здании бизнес центра «Тениз», в 4А 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 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"
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 2). Нефть месторождения характеризуются как лёгкая, малосернистая с высоким содержанием парафина.

Таблица 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/м³	773,3
Кинематическая вязкость при температуре 20 °С	мм²/с	3,174
Температура застывания	°С	минус 18
Содержание общей серы	% масс	0,0169
Содержание хлористых солей	мг/дм³	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.

Таблица 3 - Состав товарного газа месторождения Комсомольское

Наименование	Ю-I			
	Количествоисследованных		Диапазонизменения	Среднеезначение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
Сероводород	4	10	0.01-0.13	0,07
Углекислыйгаз	14	40	0,04-2,10	1,28
Азот	14	40	1,60-7,47	3,12
Метан	14	40	44,58-59,60	51,23
Этан	14	40	5,17-13,10	10,62
Пропан	14	40	10,36-16,63	13,65
и-Бутан	14	40	4,26-7,08	5,87
н-Бутан	14	40	4,54-8,01	6,23
и-Пентан	14	40	2,0-4,04	2,94
н-Пентан	14	40	1,20-2,90	2,05
Гексаны	14	40	0,90-3,80	1,99
Гептаны	12	33	0,30-1,70	0,79
Октаны	12	33	0,11-1,34	0,37
Нонан	2	6	0,04-0,34	0,12
Декан	2	6	0,01-0,28	0,08
Плотность газа, кг/м^3	14	40	1,258-1,569	1,385
Относительная плотность газа по воздуху	14	40	1,044-1,302	1,150

Таблица 4 - Показатели добычи на месторождении Комсомольское в 2024-2027-2029 гг.

Год	**Добыча нефти, тыс.т**	**Добыча газа, млн.м^3**
2027	200,8	33,2
2028	185,2	30,6
2029	169,7	28,1

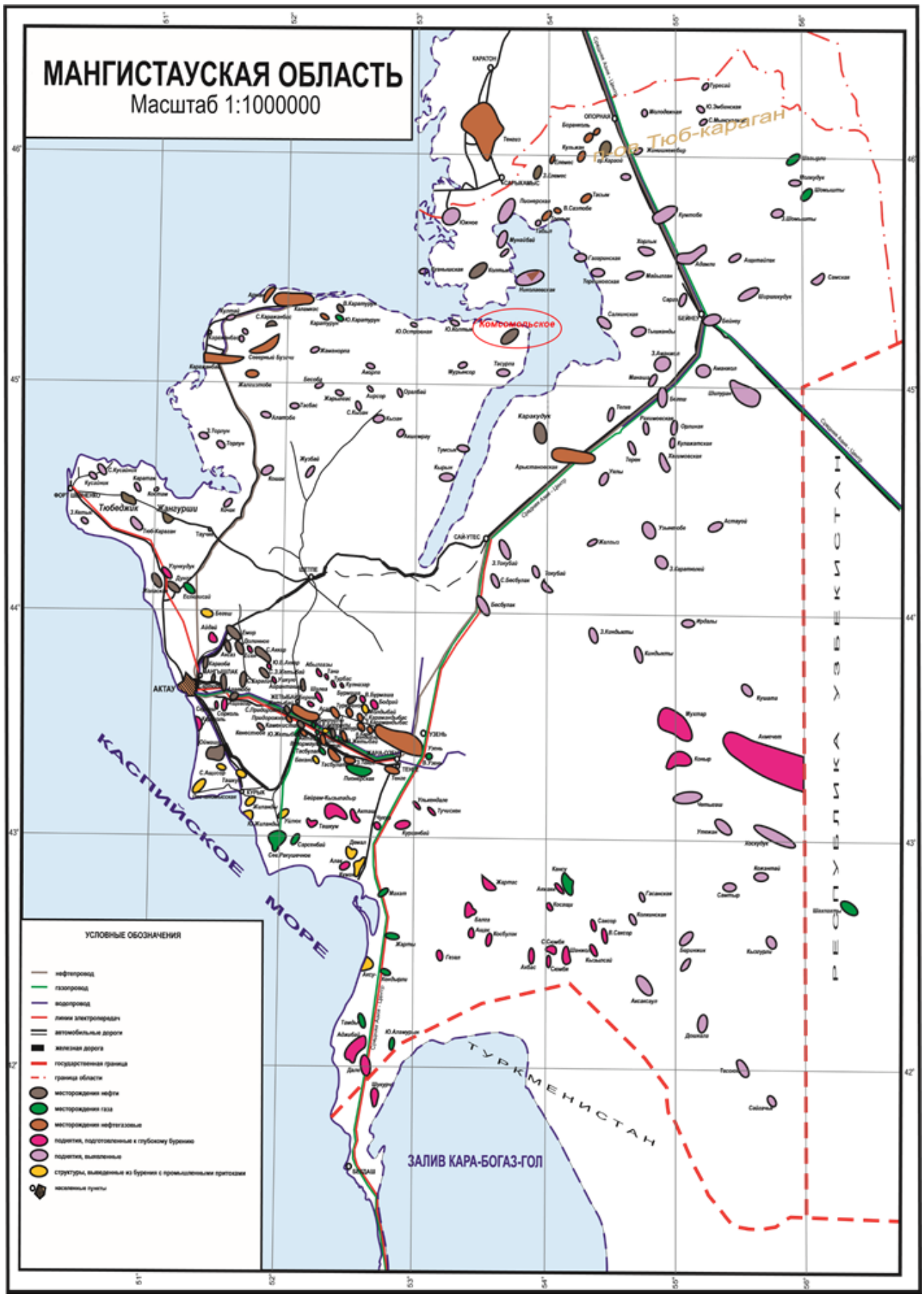


Рисунок 1 - Ситуационная карта-схема расположения месторождения Комсомольское

Таблица 5 - Общий фонд скважин м/р Комсомольское

Фонд	Категория	Номера скважина	Всего, ед.
Фонд добывающих скважин	в т.ч. действующие	G4, G5, G9, H2, H3, H4, H7, I-6, K21, K22, K23, K24	12
	в бездействии	G2, G3, G8, G11, G12, G14, G18, H1, K25	9
	в консервации	G1	1
	Всего		22
Фонд нагнетательных скважин	в т.ч.: действующие	I-1, I-3, I-5, I-9, I-4, IG-1	6
	из них: газонагнетательные	I-4, IG-1	2
	водонагнетательные	I-1, I-3, I-5, I-9	4
	в бездействии	I-2	1
	Всего		7
Фонд специальных скважин	в т.ч.: водозаборные действующие	WS-1, WS-2	2
Фонд ликвидированных скважин	по геологическим причинам	G7, G10, G13, G15, G17, 8A, 9A, 10A, 13A, 15A	10
	Всего		10
Итого			**41**

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

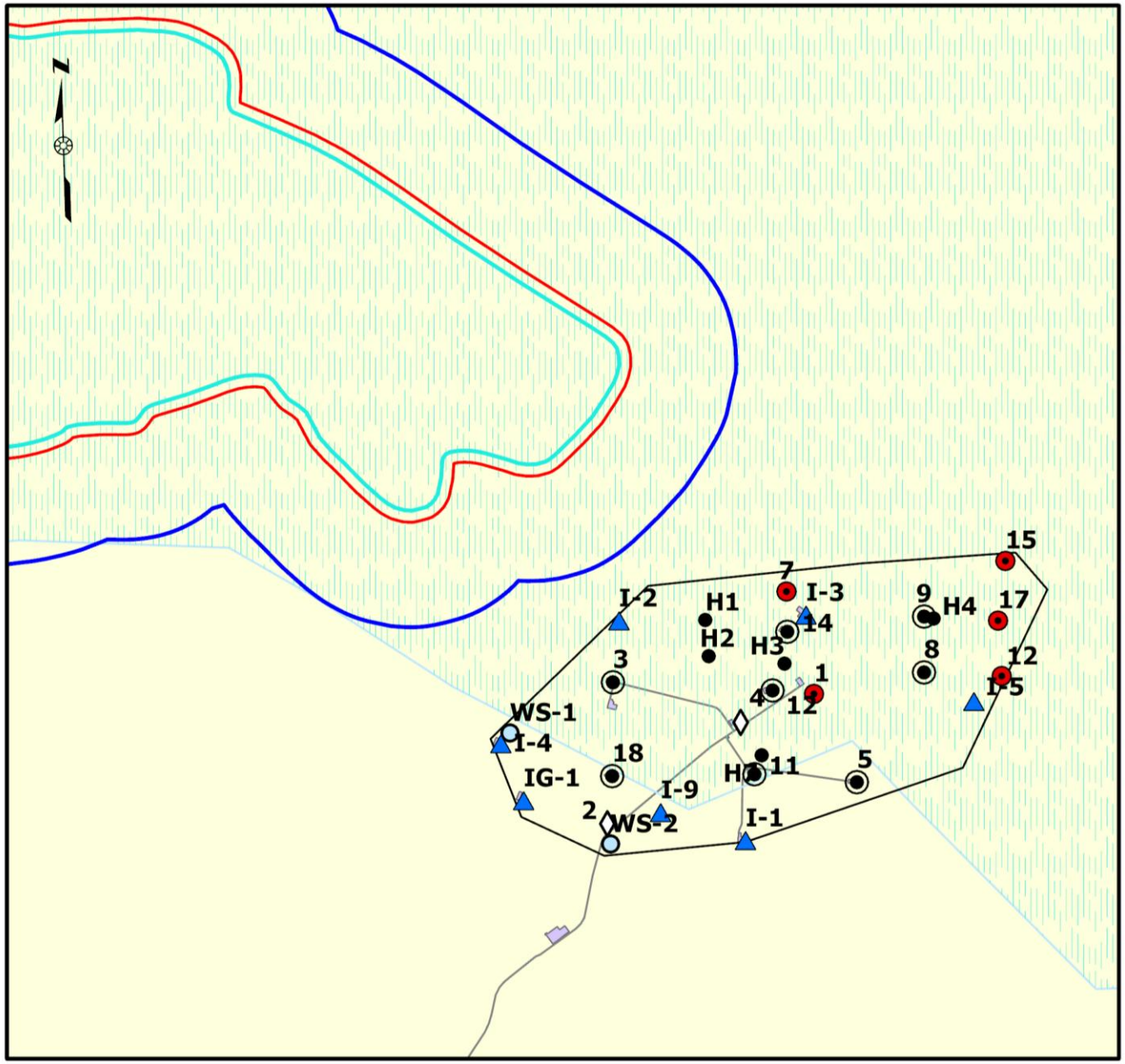
В с вязи с падением уровня Каспийского моря за последние годы, устойчивая береговая линия сместилась западнее и на сегодняшний день фактическое расстояние от границ горного отвода до уреза воды Каспийского моря составляет не менее 8,0 км. Территория месторождения не попадает в зону сгонно-нагонных явлений 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 четырёх 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 А мкр., здание 18, Бизнес центр «Тениз»
e-mail: info@magnetic.kz
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

Водоохранные 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 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°С длится около 176 дней, при этом сумма температур достигает 40–46°С, гидротермический коэффициент равен 0,2–0,3.

Зимой при вторжении холодных масс арктического воздуха температура понижается до минус 20°С, 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°С.

Продолжительность безморозного периода составляет около 184 дней, а период с активными положительными температурами выше 10°С 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°С. Среднемесячные температуры представлены в таблице 6.

Таблица 6 -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 7 - Среднее число дней в месяц со скоростью ветра, равной или превышающей заданные значения

Скорость ветра	I	11	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 8 -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 9 - 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 10 - 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 11.

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.

Литолого-стратиграфическая характеристика

На месторождении Комсомольское в результате бурения скважин вскрыта толща мезо-кайнозойских 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, алевритистые, 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-алевритовые 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 келловея верхней юры.

Средний отдел (J_2) 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 стволом скважины.

Глины темно-серые, плотные, неизвестковистые с прослойками алевролитов и песчаников с включениями детрита и обугленных растительных остатков. Песчаники серые, мелкозернистые, средне- и крепкосцементированные, 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, неизвестковистые, 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- алевритовыми породами с преобладанием первых в нижней и верхней частях, а последних — в средней части.

Глины темно-зеленовато-серые, плотные, неизвестковистые 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 слабосцементированные, 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 (J_3)* 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 прослои и пласты мергелей.

Глины зеленовато-серые, местами алевритистые, 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, тонко-микрозернистые, 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-алевритовых пород.

Песчаники серые, с зеленоватым оттенком, мелкозернистые, плотные, пористые. Алевролиты зеленовато-серые, пористые. Глины темно-серые с зеленоватым оттенком, алевритистые, 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, алевритистые и алевритовые, 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, алевритистые, 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, алевритистые, 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 ($К_2$) 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, алевритами, 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 солености 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 12.

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 pH 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 pH 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 pH 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 12 -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/см³	1,126	1,4475	1,35–1,545	1,1358	1,129–1,141	1,0894	1,078–1,097
Вязкость в нормальных условиях, мм²/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/дм³	171,84	179,4	139–220	196,3	180,3–215	124,8	99,9–138,8
Водородный показатель, pH	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/дм³	–	490,75	224,5–858	511,4	197,6–963,11	195,75	69–394,9
Сероводород, мг/дм³	–	Не обнаружен		–	–	Не обнаружен	
Количество исследованных проб (скважин)	1 проба (1 скважина – G-3)	22 пробы (H-1, H-2, H-3, G-3, G-12, G-13, G-14, G-18)		20 проб (6 скважин – H-2, H-1, H-4, G-2, G-5, G-9)		8 проб (3 скважины – G-10, WS-1, WS-2)	
Примечание: * – единичное значение							

РАЗДЕЛ 4. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

4.1 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
- Нагнетательные скважины

– из них:
– водонагрнетательные
– газонагнетательные
– 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. Офис расположен в бизнес-центре «Teniz» в г. Актау.

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.

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-I, 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.

4.2 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. В период с апреля по октябрь месяц очищенная хоз-бытовая 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.

4.2.1 Краткая характеристика технологии добычи и подготовки нефти и газа

На месторождении Комсомольское в основу технологической системы сбора добываемой продукции заложена герметичная замкнутая однотрубная 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 150С зимой до 300С летомчерез узел приема очистного устройства на площадку камеры приема скребка30-PR-100 вЦППН. Далее сырая нефть подается в подогревали30-H-105 A/Bпервой ступени подогрева нефти. По пути подогрева сырой нефти в первой ступени, по технологическим линиям подается вода (низкосоленая) подоваемая с 3-х фазногонефтегазового сепаратора второй ступени 30-V-130

предназначенной для промывки нефти от хлористых солей через рециркуляционные насосы воды 30-Р-670 А/В и смешиваетсяв смесителе СМ-1 (30-SM-101).

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

Далее подогретая смесь с температорой 40°С и средним рабочим давлением 0,9-1,0 МПа (9-10 бар) подается 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, подается в резервуар хранения пластовой воды 30-ТК-600 объемом 1000 м3.

Выделившийся попутный нефтяной газ из 3-х фазного сепаратора первой ступени 30-V-110с давлением0,83-1,05 МПа (8,3-10,5 бар) при нормальных условиях технологического процесса подается через компрессора высокого давления 30-К-510 и 30-К-560на блок подготовки газа для дальнейшего использования в технологических процессах и оборудованиях 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 эмульсияс содержанием в ней воды около 2-5% (эмульсия «вода в нефти»)из сепаратора первой ступени 30-V-110со средним рабочим давлением 0,3МПа (0,3бар) направляется на технологические подогреватели 30-Н-120А/В, печи подогрева второй ступени. До входа в печи подогрева по технологическим линиям производится подача пресной технической воды через смеситель30-SM-111для обессоливания нефтив процессе подготовки нефти. Пресная техническая вода подается из резервуара технической воды 30-ТК-935с помощью технологических насосов воды 30-Р-660 А/В(рабочий и резервный). Далее смесь (нефтяная эмульсия+пресная техническая вода) подогревается до температуры нагрева 50°С.Подогреватель нефти 30-Н-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 0,32 МПа (3,2 бар), установленный на салазках. Поток попутной низкосоленой 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-130с давлением 0,32 МПа (3,2 бар) поступает на прием компрессоров низкого давления (30-К-300 и 30-К-350) для компримирования газа до избыточного давления на выходе компрессора 0,9-1,1 МПа (9,00-11,0 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 0,01МПа.

Попутный нефтяной газ из вертикального концевого сепаратора 30-V-200 при избыточном давлении 0,012 МПа (0,12бар)направляется на прием компрессоров низкого давления (30-К-300 и 30-К- 350), где давление газа на выходе компрессора повышается до 0,9-1,1 МПа (9,00-11,0 бар) и далее подается на вход компрессоров высокого давления 30-К-510/560.

Резервуары хранения нефти 30-ТК-220А/BV=2000м3изготовлены 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 взлива и температуры на центральный пульт управления операторной ЦППН.

Резервуары 30-ТК-220А/Воборудованы 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/Вчерез каждые два часа производится отбор проб для анализа нефти, после чего, нефть готовиться 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-V-130 для повторного очищения и доведения до товарного качества.

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

После замера нефть из КУУН 30-D-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 отложении. Запущенныйскребок из ЦППН в экспортный трубопровод извлекается из площадки приема скребка 12-PR-100на 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.

Из товарных резервуаров ПСПН представителями двух химических лабораторий (ТОО «Ком-Мунай» и АО «КазТрансОйл») производится совместный отбор проб товарной нефти. При положительных результатах анализов совместно отобранных проб товарной нефти, нефть считается сданной и через подпорные насосы производится ее откачка в систему АО «КазТрансОйл».

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.

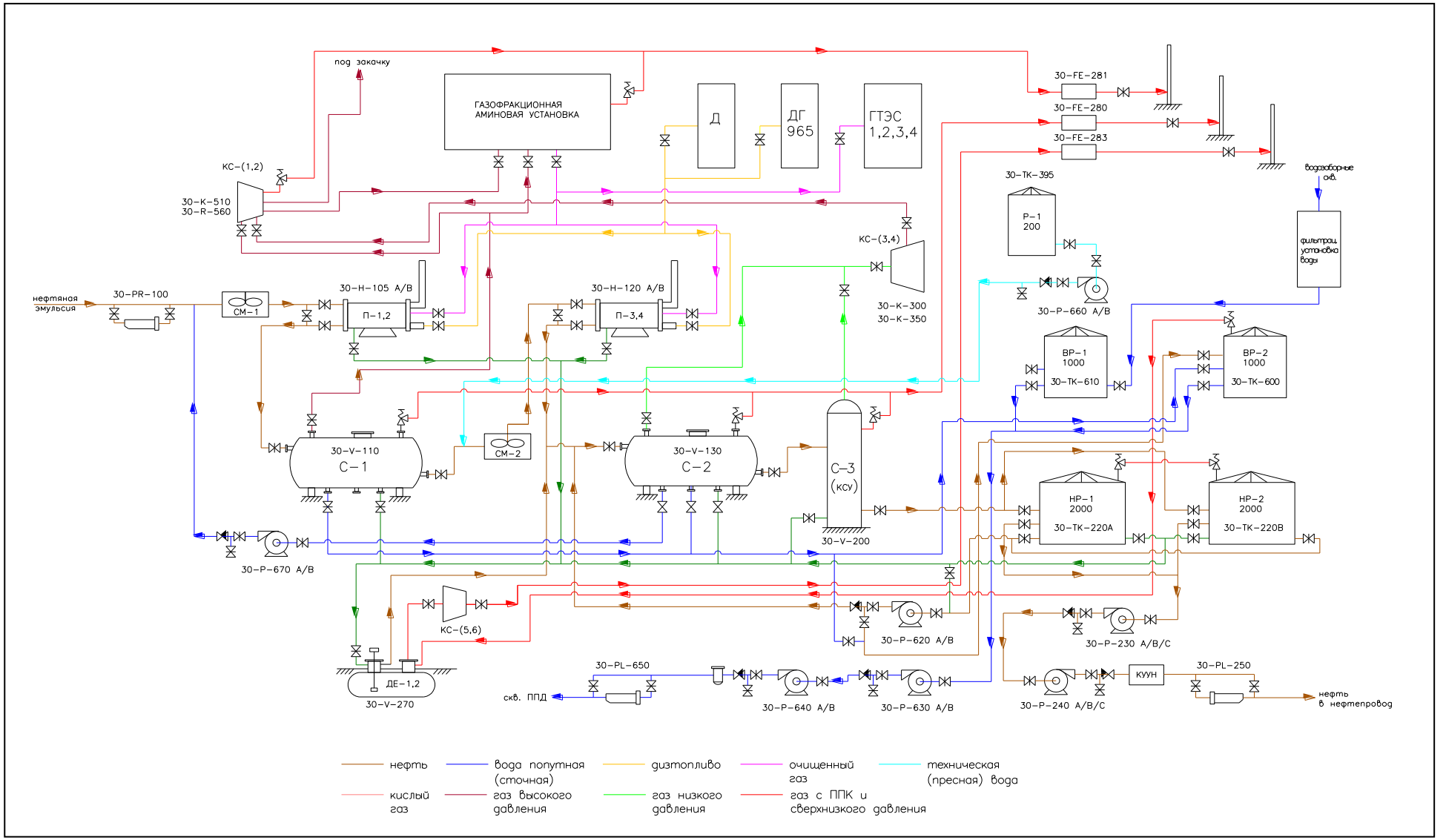


Рисунок 5 - Принципиальная технологическая схема ЦППН ТОО «Ком-Мунай»

Технологичекий процесс на ПСПН

На установке ПСПН согласно требованиям КТО, существует основная и резервная система Коммерческого Учета Нефти.

Основная система Коммерческого Учета товарной нефти основан на определении объема товарной нефти посредством измерения на коммерческом узле учета нефти (Система измерения количества и показателей качества нефти СИКН). Основная система Коммерческого Учета товарной нефти состоит расходомеров Кориолиса с возможностью 100% учета, оборудованием для автоматического и ручного проботбора нефти, с передачей данных в режиме он-лайн, Стационарного Компактного Поверочного Расходомера и Специального Сумматора Потока, размещенного вне Установки Коммерческого Учета Нефти и Системы Delta V. 12-D-180 Система Динамического Массового Потока Жидкости.

Резервная Система Коммерческого Учета товарной нефти основано в определении объема нефти посредством заполнения откалиброванных Резервуаров Накопителей. Система Откалиброванных Резервуаров Накопителей представляет собой Систему Статического Объёмного Измерения Нефти. Резервная Система Коммерческого Учета товарной нефти включает в себя наличие 5 горизонтальных откалиброванных резервуаров накопителей низкого/атмосферного давления (4kPag и 0.4kPavac) объемом 100 m3 каждый, которые установлены на ПСПН.

Технологичекий процесс по основной системе

Товарная нефть с ЦППН поступает в резервуарный парк в количестве 5 ед. объемом 100 м3 каждый (с общим объемом 500 м3) 12-V-110 a,b,c,d,e. Согласно руководству эксплуатации и обслуживания уровень заполнения резервуара должен составлять не более 80% от объема резервуара. Поступление товарной нефти производится на один из 5-ти горизонтальных откалиброванных резервуаров уровень наполнения удерживается в пределах 40-60 % от общего объема резервуара. По основной система Коммерческого Учета товарной нефти на ПСПН в технологическом процессе используется один из 5-ти горизонтальных резервуаров.

Все трубопроводные клапаны переключатели работают в ручном управлении. Резервуары оснащены сдвоенной запорной арматурой со спускным вентилем (контроль протечек), установленной на трубопроводе входа и выхода резервуара. Каждый мерный резервуар оснащен датчиками уровня, в соответствии с нормативными требованиями Республики Казахстан и в соответствии с методическими указаниями по проектированию компании «OMV». На резервуарах установлены температурные индикаторы.

Каждый резервуар оснащен комбинированными клапанами сброса давления и вакуума 12-PSE-111A,B,C,D,E. Для предотвращения возникновения высокого давления, на каждом резервуаре установлена разрывная мембрана 12-PVSV-111A,B,C,D,E расчитанная на 40 мБар.

Резервуары подключены к азотной системе для создания газовой подушки и для исключения возможности поступления воздуха, при наборе и сливе нефти из емкостей. Процедура отбора проб производится через пробоотборный патрубок, который оснащен успокоительной трубой. Данная труба имеет просверленные отверстия в секции, расположенной ниже уровня нефти/азота, что дает возможность ограничивать площадь контакта нефти и воздуха при отборе проб.

Пять резервуаров объеденены одной общей системой обвалования. Впускной и выпускной клапан установлены в надземном положении и размещены за пределами обвалования. Для изолирования резервуаров от общей технологической системы, на впускном и выпускном коллекторах установлены задвижки аварийной остановки, вход 12-XV-110 и выход 12-XV-111.

Контроль за уровнем воды в резервуаре, осуществляется в ручном режиме. Для удаления воды со дна резервуара, установлена дренажная емкость 12-V-120, аварийные клапана 12-PSV-282A/B сброса высокого давления в трубопроводе, также подключены к дренажной емкости 12-V-120, между камерой приёма скребка и входным коллектором резервуаров. Дренажная емкость 12-V-120 является типовой, объемом 25 м3.

Товарная нефть с одного из 5-ти накопительных горизонтальных резервуаров 12-V-110 a,b,c,d,e по трубопроводу диаметром 219 мм (8") через отсеткающий клапан 12-XV-111 посредством подпорных насосов 12-P-140 a,b,c подается на магистральные насосы 12-P-150 a,b,c. В качестве подпорных насосов, используются центробежные насосы. Минимальное давление напора– 0,007 МПа,

рекомендуемое давление - 0,35 МПа. В качестве магистральных насосов, используются 3 плунжерных насоса (12-P-150A/B/C) два из которых работают параллельно, а третий находится в резерве.

Нефть с давлением на выходе 3-6,4 МПа с магистральных насосов по трубопроводу диаметром 152 мм (6") подается на печь подогрева 12-H-160 a, вторая печь находится в резерве 12-H-160 b, где товарная нефть нагревается до ~ 55 оС. Каждый подогреватель соответствует 120% расчётной производительности. На входе и выходе трубопровода печей подогрева установлены запорные клапана 12-XV-160a,b/ 12-XV-161a,b. В качестве топлива для печей подогревателей используется природный газ, так как на печах установлены модифицированные горелки, используется и дизельное топливо, проходящее предварительно блок подготовки топлива для печей (12-FPU-101). Дренаж с печей подогрева направляется по трубопроводу диаметром 102 мм (4") в дренажную емкость 12-XV-170. Технологические печи прямого нагрева нефти осащены независимыми автоматическими системами азотного пожаротушения.

На выходе из технологической печи подогрева часть нефти с температрой ~ 55 оС направлется на коммерческий узел учета нефти, а другая часть посредством регулирующего клапана (12ОС55) подается на рециркуляционный трубопровод.

На ПСПН подогретая нефть, на выходе из технологической печи подогрева предусмотрен рециркуляционный трубопровод диаметром 152 мм (6") до всасывающего манифольда резеруаровов.

В целях улучшения технологического процесса с печей подогрева нефти, часть нефти с температурой ~ 55 оС направляется на вход горизонтального резервуара, где смешивается с нефтью, поступающего с ЦППН с температурой ~ 10 оС, тем самым температура в горизонтальных резевуарах увеличается ~ 30 оС.

Данная линия обеспечивает нагрев и рециркуляцию нефти в резервуарах и облегчает процедуру ввода в эксплуатацию плунжерных насосов для перекачивания нефти на экспорт.

Примечание: Байпассная линия может также понадобиться, при тарировании узла коммерческого учета и в целях предварительного подогрева товарной нефти до момента отправки в магистральный нефтепровод АО «КазТрансОйл».

На выходе из пункта сдачи и прёма нефти, товарная нефть проходит через узел контроля параметров и замера объёма экспортируемой продукции (12-Д-180). Поточный расходомер 12-FE-280 установлен после узла приёма скребка. Данный расходомер работает совместно с поточным расходомером, установленным на ЦППН, в целях обнаружения утечки из трубопровода.

Для коммерческого учета нефти на пункте сдачи и прёма нефти установлен узел коммерческого учета нефти, отвечающий нормативным требованиям Республики Казахстан, и состоящий из двух расходомеров кориолис, один основной второй резервный и прувера (для поверки узла учета). Узел коммерческого учета включает средства определения качества нефти, оснащенные системами автоматического и ручного изъятия проб. Данные с узла коммерческого учета и приборов, определящих качество нефти, передаются по волоконно-оптическому кабелю в диспетчерскую трубопровода ЗАО «КазТрансОйл».

На технологическом объекте постоянно находится пожарный пост и пожарная машина. Для удобного подъезда аварийно-спасательных автомобилей, по трем направлениям от обвалования буллитов, построены подъездные дороги.

Компрессорная установка сжатого воздуха выполнена в модульном исполнении, с установленными внутри двумя винтовыми компрессорами (2 х 100%).Рабочее давление системы 0,7 МПа, с минимальной точкой росы при температуре 40 0С.

Товарная нефть с пункта сдачи и прёма нефти перекачивается посредством подземного трубопровода длиной 500 м (до точки врезки в магистральный нефтепровод ЗАО «КазТрансОйл») с установленным аварийным клапаном (шиберная задвижка с электрическим приводом 12-MOV-101), дистанционно управляемым ЗАО «КТО».

В состав пункта сдачи и прёма нефти входят здания и сооружения диспетчерской, лаборатории, помещение операторной и др. В процессе разработки нефтеприёмного терминала, предусмотрено место для установки дополнительных вертикальных резервуаров, на случай, если в дальнейшем возникнет данная необходимость.

В случае выхода из строя Установки Коммерческого Учета Нефти, в эксплуатацию будет введена Резервная Система Учета, с использованием Байпассной Линии, проложенной в обход Расходомеров Кориолиса, установленных в Установке Коммерческого Учета Нефти 12-D-180.

Технологичекий процесс по резервной системе

Товарная нефть с ЦППН поступает на горизонтальные резервуары нефти в количестве 5 ед. объемом 100 м3 каждый (с общим объемом 500 м3). Согласно руководству эксплуатации и обслуживания уровень заполнения резервуара должен составлять не более 80% от объема резервуара.

Процедура эксплуатации таррированных резервуаров следующая: в первую очередь заполняется нефтью первый резервуар 12-V-110 a, примерный объем заполнения которого составляет 80 м3, затем в технологический процесс подключается второй резервуар 12-V-110 b, за ним третий 12-V-110 c, четвертый 12-V-110 d и далее 12-V-110 e, по мере освобождения первого резервуара, процедура заполнения повторяется.

Во время заполнения второго и третьего резервуаров, товарная нефть в первом резервуаре отстаивается, после чего производится отбор проб нефти для проведения лабораторных анализов. До изъятия проб, входные и выходные патрубки резервуара опечатываются представителем ЗАО «КазТрансОйл». Как только будет заполнен четвертый резервуар, первый резервуар, уже будет освобожден от нефти. В процессе циклического заполнения и откачки резервуаров нефтью, один из резервуаров всегда свободен от нефти.

В соответствии нормативных требований СТ РК 1347-2005 и ГОСТ 2517, касающихся процедуры отбора проб из горизонтальных нефтяных резервуаров, необходимо выполнить три изъятия проб на следующих уровнях содержания продукта в резервуаре: одна проба из верхнего уровня, одна из среднего уровня продукта в резервуаре и одна со дна резервуара. Количественное отношение по трем пробам составляет 1:6:1. Товарные резервуары эксплуатируются при атмосферном давлении и отбор проб осуществляется с помощью простого погружения пробоотборника через патрубок, расположенный в верхней точке горизонтального резервуара.

Далее, образцы товарной нефти предоставляются в лабораторию ПСПН ТОО «Ком-Мунай». Если нефть отвечает спецификационным требованиям, то она перекачивается в магистральный нефтепровод ЗАО «КазТрансОйл» после прохождения через технологическую печь подогрева нефти. Трубопроводная арматура на входе в калиброванные резервуары-накопители остается закрытой и показатели объема экспортируемой нефти снимаются с тарированных индикаторов уровня, в присутствии представителей ЗАО «КазТрансОйл».

Во время проведения процедуры откачки нефти из резервуара, входные клапаны должны быть в закрытом положении и опечатаны, для гарантированного получения точных показаний с измерительных приборов.

4.2.2 Технологический процесс сбора и подготовки воды

4.2.2.1 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-TK-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-TK-600**.

На текущий период в связи с низкой обводненностью продукции скважин и не хватки объемов воды для закачки в пласт на месторождении Комсомольское были введны 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-TK-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».

4.2.2.2 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-Р-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-Р-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-Р-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.

4.2.3 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** находятся по технологической линии перед печами подогрева **30-Н-105 А/В**.

По технологической линии на входе в установленные статический смеситель **30-SM-101** производится ввод свободной рециркуляционной воды с незначительным содержанием солей, которая отделился 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-Н-105 А/В** 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-TK-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-TK-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 13.

Таблица 13 - Показатели качества питьевой воды

№ п/п	Наименование показателей	Питьевая вода	Норма
1	Общая минерализация (сухой остаток), мг/дм³	950	1000
2	Жесткость общая, мг/дм³	6,0	7,0
3	Нефтепродукты, мг/дм³	0,01	0,1
4	Железо общее, мг/дм³	0,21	1,0
5	Хлориды, мг/дм³	280,5	350,0
6	Алюминий солевой, мг/дм³	0,00025	0,5
7	Удельная активность радионуклидов, Бк/кг	<1,0	1,0
8	pH	7	7–9
9	ПАВ, мг/дм³	--	0,5

Микробиологический состав питьевой воды приведен в таблице 14.

Таблица 14 - 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 период 2027-2029 г. (по данным предприятия) представлена в таблице 15.

Таблица 15 -Потребность в воде на месторождении «Комсомольское» на 2027-2029 г.

Водоисточники	Плановые расходы воды, м³
	2027-2029 г.
1. Волжская вода, в т.ч. на:	45506
1.1 Производственные нужды, из них	45506
1.1.1 технология подготовки нефти	15613
1.1.2 заполнение печей, промывка и опрессовка оборудования	0
1.1.3 пожарные РВС	1618
1.2 Хозяйственно-питьевые нужды	27375
1.3 Передается подрядным организациям	900
2. Подземные воды для ППД	
2.1 Пластовая вода	135222
2.2 Альб-сеноманская вода	245000
Всего:	380222

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 хозбытовой канализации предназначена для сбора бытовых стоков от санитарных приборов вахтовых поселков. На выходе из столовых, непосредственно на выпусках сточных вод в канализацию, смонтированы жироуловители. Стоки по самотечным системам собираются и отводятся в насосные станции 13-ТК-980 и 13-ТК-981 с погружными контролируемыми

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 на утилизацию на договорной основе.

Очищенная вода откачивается ассенизационной машиной в количестве 27375 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 2020–2022 гг. по данным предприятия приведены в таблице .

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

Таблица 16- Фактические объемы образования сточных вод за период 2020–1 полугодие 2023 гг. (тыс.м³)

№	Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	1 полугодие 2023 г.
1	Хозяйственно-бытовые сточные воды[1]	7,745	3,537	14,696	5,011
2	Производственные сточные воды	6,988	6,992	8,014	5,982
3	Пластовые воды	124,254	117,074	58,604	57,553
4	Альб-сеноманская вода	203,931	155,012	251,501	77,596
Примечание: 1 – включая хозбытовые сточные воды подрядных организаций					

Обобщенные нормативные и фактические показатели качества хозяйственно-бытовых сточных вод после очистки за период 2020–1 полугодие 2023 гг. приведены в таблице 17.

Химический состав производственных сточных вод, поступающих на установку подготовки пластовой воды (УППВ) приведен в таблице 18.

Химический состав вод, направляемых на закачку в подземные горизонты после установки УППВ, определяется лабораторией предприятия и приведен в таблице 19.

Таблица 17- Обобщенные показатели состава хозяйственно-бытовых сточных вод

Наименование загрязняющего вещества	ед.изм.	Концентрация загрязняющего вещества в хозяйственно-бытовых стоках после КОС/ период					
		2021	2021	2022	2022	2023	2023
		1 полугодие	2 полугодие	1 полугодие	2 полугодие	1 полугодие	2 полугодие
Взвешенные вещества	мг/дм3	7.567	11.370	3.570	20.000	3.200	-
Сухой остаток	мг/дм3	627.000	686.317	660.150	4889.800	281.700	-
Перманганатная окисляемость	мгO_2/дм^3	4.712	13.525	4.440	58.917	4.210	-
Растворенный кислород	мгO_2/дм^3	3.022	1.740	3.060	0.000	1.110	-
Сульфаты	мг/дм3	136.475	77.085	79.005	98.970	58.353	-
Хлориды	мг/дм3	268.655	310.665	339.490	4181.463	86.847	-
Азот аммония	мг/дм3	2.000	13.772	1.550	43.550	1.313	-
Нитраты	мг/дм3	0.128	0.230	3.580	0.170	0.100	-
Нитриты	мг/дм3	0.897	0.316	1.145	0.037	0.000	-
СПАВ	мг/дм3	0.422	0.655	0.415	0.453	0.270	-
Нефтепродукты	мг/дм3	0.087	0.522	0.255	0.227	0.123	-
Фенолы	мг/дм3	0.001	0.051	0.001	0.120	0.001	-
ХПК	мгO_2/дм^3	30.000	267.667	21.950	68.933	21.800	-
БПК	мгO_2/дм^3	6.000	15.517	5.150	24.937	3.337	-
Железо общее	мг/дм3	0.300	0.683	0.285	1.053	0.187	-
Фосфаты	мг/дм3	3.437	4.795	3.370	9.613	2.800	-
pH		7.433	7.655	7.780	8.040	7.638	-

Таблица 18 - Химический состав производственных сточных вод

Наименование загрязняющего вещества	ед.изм.	Концентрация загрязняющего вещества до УППВ/ период						Среднее значение за 3 года
		2021	2021	2022	2022	2023		
		1 полугодие	2 полугодие	1 полугодие	2 полугодие	1 полугодие	2 полугодие	
Взвешенные вещества	мг/дм3	-	16.1	11.0	7.87	16.00	-	12.75
Сухой остаток	мг/дм3	-	205123.0	165897.0	166963.57	670446.67	-	302107.56
Сульфаты	мг/дм3	-	8.6	18.7	22.73	65.01	-	28.75
Хлориды	мг/дм3	-	162247.0	137200.0	133984.67	137145.57	-	142644.31
Азот аммония	мг/дм3	-	125.1	97.8	147.18	118.76	-	122.22
Нитраты	мг/дм3	-	0.1	0.0	0.05	0.10	-	0.06
Нитриты	мг/дм3	-	0.0	0.1	0.00	0.02	-	0.03
Нефтепродукты	мг/дм3	-	22.100	6.310	44.00	39.75	-	28.04
БПК	$мгO_2/дм^3$	-	1.0	18.7	8.15	3.18	-	7.75
ХПК	$мгO_2/дм^3$	-	4560.0	9408.0	8077.50	4311.40	-	6589.23
Железо общее	мг/дм3	-	46.6	78.6	63.95	72.68	-	65.45

Таблица 19 - Качество вод, направляемых на закачку в подземные горизонты

Наименование загрязняющего вещества	ед.изм.	Ранее установленный Спдк	Концентрация загрязняющего вещества после УППВ/ период						Среднее значение за 3 года
			2021	2021	2022	2022	2023	2023	
			1 полугодие	2 полугодие	1 полугодие	2 полугодие	1 полугодие	2 полугодие	
Взвешенные вещества	мг/дм3	50	-	29.4	4.4	6.54	6.83	-	11.78
Сухой остаток	мг/дм3	203123	-	171945.0	165751.3	138437.00	158914.73	-	158762.01
Сульфаты	мг/дм3	18,69	-	3.2	4.7	7.85	6.00	-	5.45
Хлориды	мг/дм3	137200	-	78321.3	77709.0	86802.41	79183.72	-	80504.10
Азот аммония	мг/дм3	98,3	-	77.0	81.5	90.58	80.97	-	82.52
Нитраты	мг/дм3	0,63	-	0.1	0.0	0.05	0.05	-	0.05
Нитриты	мг/дм3	0,01	-	0.0	0.0	0.002	0.003	-	0.00
Нефтепродукты	мг/дм3	50	-	15.4	26.2	9.18	24.97	-	18.92
БПК	$мгO_2/дм^3$	25,6	-	20.2	4.3	6.45	1.83	-	8.20
ХПК	$мгO_2/дм^3$	9408	-	2689.5	2594.8	3668.00	2344.98	-	2824.30
Железо общее	мг/дм3	78,6	-	8.3	8.3	18.31	8.27	-	10.79

Таблица 20 - Баланс водопотребления и водоотведения

Производство	Всего	Водопотребление, тыс.м^3/сут.						Водоотведение, тыс.м^3/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							
		всего	в т.ч. питьевого качества									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2027-2029 год												
Комсомольское	1.138	0.043	-	-	-	0.095	0.9	0.083	0.043	-	0.04	

5.2.1 Очистные сооружения биологической очистки сточных вод

Производительность канализационного очистного сооружения 37,5 м 3 /сут. Проектом предусматривается отвод бытовых сточных вод от вахтового поселка в канализационное очистное сооружение АТО-250, после очистки стоки проходят процесс доочистки и отводятся в накопительную емкость.

Оборудование АТО-250 состоит из одного вертикального овального резервуара из полипропилена – биологического реактора, который объединяет следующие процессы в одном резервуаре: механическая предварительная обработка, хранение избыточного ила, биологическая обработка с использованием процесса с низкой нагрузкой активного ила, отделение очищенной воды от активного ила в камере окончательного осветления и уравновешивание потока колеблющегося притока сточных вод в зону удержания.

Максимальный расход хоз-бытовых сточных вод от вахтового поселка принят 37,5 м 3 /сут, исходя из расчета водопотребителей 250 чел. КОС АТО-250 соответствует суточному объему сточных вод 37,5 м 3 /сут и предназначена для глубокой биологической очистки бытовых сточных вод. Технология очистки сточных вод разделена на 4 этапа:

- неаэрированная камера для механической предварительной обработки, денитрификации и сбора избыточного ила;

- камера аэрированного активного ила;

- финальная камера очистки;

- зона удержания над нормальным уровнем воды в биологическом реакторе до переполнения в регуляторе потока.

Бытовые сточные воды поступают в насосную станцию, где происходит механическая обработка с помощью решетчатой корзины и воздухоподъемного насоса в приточной части насосной станции с большой аэрацией пузырьков для разрушения грубых примесей. Откачка обеспечивается погружным насосом.

Предварительно обработанные механически сточные воды поступают в первый тсек неаэрированной камеры.

В первом отсеке неаэрированной камеры над уровнем воды расположен выход из воздушного подъемного насоса, который качает смесь шлама и воды из последнего отсека неаэрированной камеры. Гидродинамические силы и рециркуляция ила с помощью воздухоподъемника разлагает грубые примеси.

Предварительно обработанные механически сточные воды поступают в неаэрированную камеру биореактора, которая служит десять альтернативно соединенных отсеков как на нормальном уровне воды, так и на дне биореактора, образуя вертикальный лабиринт потока.

Эта камера с десятью отсеками служит для механической предварительной обработки, денитрификации и сбора избыточного ила. Смесь ила и воды течет из последнего отделения неаэрированной камеры в аэрированную камеру активного ила. Камера с активным илом включает в себя мелкие пузырьковые диффузоры на своем основании. Активный ил поступает в камеру окончательной очистки, где активный ил отделяется от очищенных сточных вод.

Активный ил перекачивается воздухоподъемным насосом из нижней части камеры окончательной очистки в неаэрированную камеру. Регулятор расхода установлен на уровне воды в камере окончательной очистки, которая служит для регулирования расхода, чтобы поддерживать уровень воды между нормальным и максимальным уровнем в резервуаре (зона удержания).

Очищенные сточные воды проходят через выпускное отверстие.

Избыточный ил перекачивается из последнего отсека в первый отсек неаэрированной камеры с помощью воздухоподъемного насоса, где объем ила уменьшается за счет разложения в анаэробно-аноксических условиях и избыточного ила вместе с более тяжелым первичным илом, которая хранится в нижней части неаэрированной камеры, откачивать и удалять в зависимости от загрузки очистных сооружений после достижения высокой концентрации ила. Избыточный ил

следует откачивать из неаэрированной камеры и аэрированной камеры с помощью специальной техники для утилизации или повторного использования 1-4 раза в год, исходя из нагрузки очистного сооружения. Вывоз избыточного ила осуществляется по договору со специализированной организацией.

Далее очищенная сточная вода поступает в буферную емкость. Из буферной емкости с помощью насосов подается на фильтры с загрузкой кварцевым песком. После фильтров вода под остаточным напором подается на установки ультрафиолетового обеззараживания воды и далее отводится в накопительную емкость.

Периодически не реже 1 раза в сутки проводится взрыхляющая промывка фильтров, водой, поступающей из накопительной емкости. Промывная вода отводится на сброс на КОС. Осветительная напорная фильтрация предназначена для удаления из воды взвешенных примесей путем пропускания ее через слой зернистого фильтрующего материала определенной фракции с системой периодической промывки фильтрующей загрузки очищенной водой, подаваемого из накопительной емкости на фильтры в направлении, противоположном процессу фильтрации.

Исходная вода под напором подается в фильтр и проходит через слой зернистого фильтрующего материала в направлении сверху вниз.

Механические примеси воды задерживаются фильтрующей загрузкой, осветленная вода собирается нижней сборно-распределительной системой и отводится из фильтра.

Очищенная сточная вода планируется использовать для пылеподавления на внутренних и внешних дорогах, для строительных и дорожных работ при смешивании и уплотнении грунта, а также для полива зелёных насаждений на территории месторождения. В связи с этим в проектной документации необходимо установить нормативы качества, которым вода должна соответствовать после очистки. Указанные нормы должны обеспечивать экологическую безопасность, исключать негативное воздействие на почвы, растения и окружающую среду, а также предотвращать риски для здоровья персонала.

Требования к качеству очищенной сточной воды, допускаемой к повторному использованию, следует устанавливать в соответствии с «Гигиеническими нормативами показателей безопасности хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования», утверждёнными приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 24 ноября 2022 года № ҚР ДСМ-138.

№	Показатели	Ед.изм.	Нормативы (ПДК), не более
1.	Взвешенные вещества	мг/дм^3	5-30
2.	Хлориы (Cl-)	мг/дм^3	350
3.	Сульфаты	мг/дм^3	500
4.	Нитриты	мг/дм^3	0,08-3,3
5.	Нитраты	мг/дм^3	45
6.	Фосфаты (P_2O_5)	мг/дм^3	3,5
7.	Нефтепродукты	мг/дм^3	0,3
8.	АПАВ	мг/дм^3	0,5
9.	ХПК	мгО/дм^3	30
10.	БПК5, растворимый кислород	мгО/дм^3	не более 4
11.	Азот аммонийный	мг/дм^3	1,5
12.	pH, Водородный показатель	pH	6,5-8,5

После проведения очистки сточные воды будут соответствовать установленным нормативам ПДК по показателям качества, приведённым в таблице. Это обеспечит безопасное использование очищенной воды для пылеподавления на дорогах, строительных и дорожных работ, полива зелёных насаждений, а также минимизирует возможное негативное воздействие на окружающую среду, почвы, растения и здоровье персонала.

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 **Р-001 А/В/С** 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 изучений отобранных проб.

Шкаф дозирования коагулянта (**SK-105**) оснащен двумя дозировочными насосами **Р-105-А/В** (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 **Р-105 А/В**, но не более 30 дней.

Шкаф дозирования флокулянта (**SK-106**) оснащен двумя модулями дозирования многокомпонентных жидких полимеров (**Р-106 А/В**). 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 дозировочными насосами **Р-107 А/В** (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 **Р-107 А/В**, но не более 30 дней.

Система вертикальной флотации типа Spinsep ТМ (**SK-102**) представляет собой узел флотации, смонтированный на раме со всеми необходимыми трубопроводами и кабельными проводками, объединенный с резервуаром Spinsep (**ТК-101**), утилизационными (Brise) насосами (**Р-DGF 01А/В**) и насосами подачи шлама (**Р-102 А/В**).

Резервуар флотации Spinsep (**ТК-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 регулируемую 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 «держать» 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 пустотелый 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 (**ТК-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 Monosep (**SK-104**).

Разгрузка из входных бустерных насосов подразделяется на оба бака WSF (**ТК-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 делать 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 (**ТК-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 беспрерывно 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 беспрерывно и они включаются и отключаются вручную.

Система покрывающая азотом

Бак флотации Spinsep 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 прмесей **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 введны 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-TK-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» проходить 2 ступени фильтрации. По мере наполнения резервуара **30-TK-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-TK-600** и **30-TK-610** от последовательности заполнения откачиваются поочередно.

Результаты исследований и химанализов проб приведены в таблице 23.

Таблица 23 - 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, pH	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):

$$Э = \frac{К_1 - К_2}{К_1} \cdot 100\% \qquad (5.3\text{-}1)$$

где: $К_1$ – концентрация загрязняющих веществ до очистного сооружения в мг/л;

$К_2$ – 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 24.

Таблица 24 - Содержание вредных веществ в воде исходной и после очистки

№ п/п	Наименование показателей	Характеристика и исходные данные сточных вод	Характеристики сточных вод после очистки	Эффективность очистки
1.	Взвешенные вещества, мг/дм³	до 325	3,0	до 99,1
2.	БПК, мгO_2/дм³	до 375	3,0	до 99,2
3.	ХПК, мгO_2/дм³	до 500	15,0	до 97,0
4.	Азот аммонийный, мг/дм³	до 40	0,4	до 99,0
5.	Фосфаты (Р), мг/дм³	до 15	0,2	до 98,7
6.	Нефтепродукты, мг/дм³	до 2,95	0,05	до 98,4
7.	СПАВ, мг/дм³	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.

5.3.1.1.1 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 25.

Таблица 25 - Эффективность работы очистных сооружений

Состав очистных сооружений	Наименование показателей, по которым производится очистка	Мощность очистных сооружений						Эффективность работы					
		проектная			фактическая			Проектные показатели			Фактические показатели (средние за 3 года.)		
								Концентрация, мг/дм3		Степень очистки, %	Концентрация, мг/дм3		Степень очистки, %
		м3/ч	м3/сут	тыс. м3/год	м3/ч	м3/сут	тыс. м3/год	до очистки	после очистки		до очистки	после очистки	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	Взвешенные вещества, мг/л	-	-	-	1,26	30,14	11	-	-	-	12.75	11.78	7.6%
	Нефтепродукты, мг/л	-	-	-	1,26	30,14	11	-	-	-	28.04	18.92	32.5%

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

Таблица 27 - 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 2021-2023 год, мг/дм3	
				ч/сут.	сут./год	м3/ч	м3/год			макс.	средн.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
М/р Комсомольское	№ 1	-	Производственные сточные воды	24	365	1,58/ 1,86/ 1,78	13860/ 16251/ 15613	Система ППД	Взвешенные вещества	29.3800	11.7774
									Сухой остаток	171944.9667	158762.0083
									Сульфаты	7.8471	5.4489
									Хлориды	86802.4143	80504.0994
									Азот аммония	90.5814	82.5245
									Нитраты	0.0657	0.0533
									Нитриты	0.0057	0.0039
									Нефтепродукты	26.1667	18.9224
									БПК	20.2017	8.2023
									ХПК	3668.0000	2824.3042
									Железо общее	18.3143	10.7944

Примечание * - 2024/2025/2027-2029 гг

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 2023 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 28.

Таблица 28 - 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.

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

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 1 квартале 2023 года проведены замеры уровня и температуры подземных вод (таблица 29).

Таблица 29 - Результаты замеров уровней и температуры грунтовых вод по мониторинговым скважинам месторождения Комсомольское

№№ п.п.	№скважины	абсолютнаяотметкаустья скважины, м	Координаты	
			N	E
Полигондля 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"

6.1.1.2 Химический состав подземных вод

Подземные воды первого от поверхности водоносного горизонта месторождения Комсомольское в силу природных особенностей имеют высокую минерализацию.

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

Таблица 30 -Динамика фоновых концентраций загрязняющих веществ

Наименование загрязняющих веществ	ед.изм.	Концентрация загрязняющего вещества в мониторинговых скважинах/ период						Средняя за 3 года
		2021	2021	2022	2022	2023	2023	
		1 полугодие	2 полугодие	1 полугодие	2 полугодие	1 полугодие	2 полугодие	
Взвешенные вещества	мг/дм3	-	81.00	85.50	79.30	75.20	-	80.25
Сухой остаток	мг/дм3	-	102702.80	64015.10	73577.40	81955.30	-	80562.65
Перманганатная окисляемость	мгO_2/дм^3	-	9.08	9.48	17.62	9.99	-	11.54
Растворенный кислород	мгO_2/дм^3	-	-	-	-	-	-	-
Сульфаты	мг/дм3	-	17654.00	24158.50	15851.70	10002.50	-	16916.68
Хлориды	мг/дм3	-	48627.00	95034.40	36561.00	41992.90	-	55553.83
Азот аммония	мг/дм3	-	0.90	0.90	1870.11	0.60	-	468.13
Нитраты	мг/дм3	-	4.42	2.84	2.22	1.65	-	2.78
Нитриты	мг/дм3	-	0.18	0.98	0.71	0.32	-	0.55
СПАВ	мг/дм3	-	0.01	0.07	0.04	0.03	-	0.04
Нефтепродукты	мг/дм3	-	0.01	0.02	0.03	0.02	-	0.02
Фенолы	мг/дм3	-	0.00	0.00	0.00	0.00	-	0.00
ХПК	мгO_2/дм^3	-	44.00	55.30	71.00	57.00	-	56.83
БПК	мгO_2/дм^3	-	2.21	2.28	1.97	1.61	-	2.02
Железо общее	мг/дм3	-	1.46	1.39	1.26	1.13	-	1.31
Фосфаты	мг/дм3	-	0.08	0.11	0.04	0.00	-	0.06
pH		-	7.12	7.58	7.59	7.68	-	7.49
Гидрокарбонаты	мг/дм3	-	474.20	378.70	3468.80	314.70	-	1159.10
Кальций	мг/дм3	-	962.60	912.00	891.50	768.20	-	883.58
Магний	мг/дм3	-	5929.60	4638.00	4441.10	4060.70	-	4767.35
Натрий+калий	мг/дм3	-	29055.60	25458.30	24330.90	23548.30	-	25598.28

Наименование загрязняющих веществ	ед.изм.	Концентрация загрязняющего вещества в мониторинговых скважинах/ период						Средняя за 3 года
		2021	2021	2022	2022	2023	2023	
		1 полугодие	2 полугодие	1 полугодие	2 полугодие	1 полугодие	2 полугодие	
Жесткость общая	мг/дм3	-	535.80	479.50	435.40	391.60	-	460.58
Двуокись кремнезема	мг/дм3	-	3.11	2.41	2.19	2.21	-	2.48
Медь	мг/дм3	-	0.03	0.04	0.02	0.01	-	0.03
Кадмий	мг/дм3	-	0.02	0.03	0.02	0.02	-	0.02
Свинец	мг/дм3	-	0.79	0.39	0.33	0.41	-	0.48
Цинк	мг/дм3	-	0.11	0.08	0.07	0.06	-	0.08
Никель	мг/дм3	-	0.67	0.39	0.34	0.24	-	0.41
Кобальт	мг/дм3	-	0.38	0.33	0.32	0.29	-	0.33
Ртуть	мг/дм3	-	-	-	0.00	0.00	-	0.00

Состав грунтовых вод на 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 мгO_2/дм³.

Общий химический состав грунтовых вод выражается формулой:

$$M_{102,70} = \frac{Cl78{,}5SO_4 21{,}0HCO_3 0{,}45}{Na70{,}2Mg27{,}1Ca2{,}7}, pH = 7{,}12$$

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.

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 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;
- 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;

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 (НДС)

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 **норматив допустимых сбросов (НДС)** загрязняющих веществ используются при выдаче разрешений на эмиссии в окружающую среду.

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

Норматив НДС — 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 на договорной основе нормативы НДС 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.

НДС 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 НДС загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты

В соответствии с п.443 «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» подземное захоронение очищенных промышленных стоков осуществляется путем их закачки в нагнетательные скважины в надежно изолированные поглощающие горизонты, не содержащие подземных вод, которые используются или могут быть использованы для хозяйственно-питьевых, бальнеологических целей.

7.1.1 Определение понятия нормативов НДС 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 (НДС) 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 НДС в накопители, в поверхностные водные объекты, поля фильтрации, рельеф местности и не предусматривают порядок установления (расчёта) нормативов НДС 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 (НДС) 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 НДС 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 НДС для каждого водопользователя, зависит от специфических условий водопользования хозяйствующего субъекта и утверждается в составе материалов по расчету нормативов НДС.

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 НДС 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 нормативы эмиссий».

На предприятии ведется систематический контроль за содержанием загрязняющих веществ в производственных сточных водах и водах, поступающих на закачку в подземные горизонты.

Сводная характеристика производственных сточных вод до водоподготовки на УППВ по данным предприятия приведена в таблице 31.

Таблица 31 – Динамика концентраций загрязняющих веществ в сточных водах (до УППВ)

Наименование загрязняющего вещества	ед.изм.	Ранее установленный Спдк	Концентрация загрязняющего вещества до УППВ/ период						Среднее значение за 3 года
			2021	2021	2022	2022	2023		
			1 полугодие	2 полугодие	1 полугодие	2 полугодие	1 полугодие	2 полугодие	
Взвешенные вещества	мг/дм3	-	-	16.1	11.0	7.87	16.00	-	12.75
Сухой остаток	мг/дм3	-	-	205123.0	165897.0	166963.57	670446.67	-	302107.56
Сульфаты	мг/дм3	-	-	8.6	18.7	22.73	65.01	-	28.75
Хлориды	мг/дм3	-	-	162247.0	137200.0	133984.67	137145.57	-	142644.31
Азот аммония	мг/дм3	-	-	125.1	97.8	147.18	118.76	-	122.22
Нитраты	мг/дм3	-	-	0.1	0.0	0.05	0.10	-	0.06
Нитриты	мг/дм3	-	-	0.0	0.1	0.00	0.02	-	0.03
Нефтепродукты	мг/дм3	-	-	22.100	6.310	44.00	39.75	-	28.04
БПК	мгO_2/дм^3	-	-	1.0	18.7	8.15	3.18	-	7.75
ХПК	мгO_2/дм^3	-	-	4560.0	9408.0	8077.50	4311.40	-	6589.23
Железо общее	мг/дм3	-	-	46.6	78.6	63.95	72.68	-	65.45

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 32.

Таблица 32 -Требования к закачиваемой воде

Стабильность	стабильна
Совместимость с пластовыми водами	снижение приемистости не более 20%
Содержание кислорода	менее 0,5 мг/л
Содержание сульфатвосстанавливающих 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 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 образуется 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 промыслового оборудования.

Содержание сульфатвосстанавливающих 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 33).

Таблица 33 - Нормы содержания механических примесей и нефтепродуктов в воде

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм²	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 **Ошибка! Источник ссылки не найден.**), где п роходят 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 с 2 полугодие 2021 года, 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.**

Сброс сточных вод в недра не допускается, за исключением случаев закачки очищенных сточных вод в изолированные необводненные подземные горизонты и подземные водоносные горизонты, подземные воды которых не используются для питьевых, бальнеологических, технических нужд, нужд ирригации и животноводства.

Очистка сточных вод в случаях, указанных в части первой настоящего пункта, осуществляется в соответствии с утвержденными проектными решениями по нефтепродуктам, взвешенным веществам и сероводороду.

- Согласно пункта 80. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду Сброс иных загрязняющих веществ, не указанных в части второй настоящего

пункта, при закачке сточных вод в недра ***нормируется по максимальным показателям концентраций загрязняющих веществ[1]***. ***Максимальные показатели концентраций загрязняющих веществ обосновываются при проведении оценки воздействия на окружающую среду или в проекте нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ. Сброс таких веществ с превышением установленных максимальных показателей концентраций загрязняющих веществ не является сверхнормативной эмиссией.***

- Не допускается закачка в подземные горизонты сточных вод, не очищенных по нефтепродуктам, взвешенным веществам и сероводороду в соответствии с частью второй настоящего пункта.

Проект НДС был разработан и согласован Департаментом экологии во втором полугодии 2021 года получено ЗГЭЭ. Соответственно контроль за сточными водами начал производиться с этого момента контроль загрязняющих веществ ведется с 2 полугодии 2021 год. Заключение государственной экологической экспертизы на «Проект нормативов предельно допустимых сбросов загрязняющих веществ на 2021-2022 годы месторождение «Комсомольское» ТОО «Ком-Мунай №: KZ86VCZ01109299 от 24.06.2021 г

Динамика концентрации ЗВ после УППВ представлена в таблице 34.

Таблица 7.1.4.-2.

Таблица 34 - Динамика концентраций загрязняющих веществ в сточных водах ППД (после УППВ)

Наименование загрязняющего вещества	ед.изм.	Ранее установленный Спдк	Концентрация загрязняющего вещества после УППВ/ период						Среднее значение за 3 года
			2021	2021	2022	2022	2023	2023	
			1 полугодие	2 полугодие	1 полугодие	2 полугодие	1 полугодие	2 полугодие	
Взвешенные вещества	мг/дм3	50	-	29.4	4.4	6.54	6.83	-	11.78
Сухой остаток	мг/дм3	203123	-	171945.0	165751.3	138437.00	158914.73	-	158762.01
Сульфаты	мг/дм3	18,69	-	3.2	4.7	7.85	6.00	-	5.45
Хлориды	мг/дм3	137200	-	78321.3	77709.0	86802.41	79183.72	-	80504.10
Азот аммония	мг/дм3	98,3	-	77.0	81.5	90.58	80.97	-	82.52
Нитраты	мг/дм3	0,63	-	0.1	0.0	0.05	0.05	-	0.05
Нитриты	мг/дм3	0,01	-	0.0	0.0	0.002	0.003	-	0.00
Нефтепродукты	мг/дм3	50	-	15.4	26.2	9.18	24.97	-	18.92
БПК	мгO_2/дм^3	25,6	-	20.2	4.3	6.45	1.83	-	8.20
ХПК	мгO_2/дм^3	9408	-	2689.5	2594.8	3668.00	2344.98	-	2824.30
Железо общее	мг/дм3	78,6	-	8.3	8.3	18.31	8.27	-	10.79

Примечание *контроль загрязняющих веществ ведется с 2 полугодии 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 (СНДС):

$$\text{НДС} = q \cdot \text{С}_{\text{НДС}} \qquad (7.1\text{-}1)$$

Расчет предельно-допустимого сброса (НДС) загрязняющих веществ, закачиваемых с производственными сточными водами в подземные горизонты при прогнозируемых объемах закачки производственных сточных вод в приведен в таблице 35 35.

Согласно Приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63 Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду пункт 80 Сброс иных загрязняющих веществ, не указанных в части второй настоящего пункта, при закачке сточных вод в недра нормируется по *максимальным показателям концентраций загрязняющих веществ.*

7.2 Нормативы сбросов загрязняющих веществ

Нормативы предельно-допустимых сбросов (НДС) загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты для объектов ТОО «Ком-Мунай» на 2023 гг. представлены в таблице 36.

Таблица 35 - Расчет предлагаемый допустимый сброс загрязняющих веществ, закачиваемых с производственными сточными водами в недра

Показатели загрязнения	ПДК	фактическая концентрация мг/ дм3	фоновые концентрации мг/ дм3	расчетные концентрации мг/ дм3	нормы НДС мг/ дм3	утвержденный НДС 2024 г (високосный год)		утвержденный НДС 2025 г		утвержденный НДС 2027-2029 г	
						г/час	т/год	г/час	т/год	г/час	т/год
Взвешенные вещества	50	11.78	85.5	29.38	50.00	78.8934	0.6930	92.7568	0.8126	89.1153	0.7807
Сухой остаток		158762.01	102702.8	171944.97	171945.0	271306.6072	2383.1572	318981.4673	2794.2777	306458.5348	2684.5768
Сульфаты		5.45	24158.5	7.85	7.8	12.3818	0.1088	14.5575	0.1275	13.9860	0.1225
Хлориды		80504.10	95034.4	86802.41	86802.4	136962.8258	1203.0815	161030.3692	1410.6260	154708.4582	1355.2461
Азот аммония		82.52	1870.111	90.58	90.6	142.9256	1.2555	168.0410	1.4720	161.4438	1.4142
Нитраты		0.05	4.418	0.07	0.1	0.1036	0.0009	0.1218	0.0011	0.1170	0.0010
Нитриты		0.00	0.98	0.01	0.0	0.0089	0.0001	0.0105	0.0001	0.0101	0.0001
Нефтепродукты		18.92	0.0261	26.17	50.0	78.8934	0.6930	92.7568	0.8126	89.1153	0.7807
БПК		8.20	2.283	20.20	20.2	31.8756	0.2800	37.4769	0.3283	36.0056	0.3154
ХПК		2824.30	71	3668.00	3668.0	5787.6230	50.8385	6804.6425	59.6087	6537.4982	57.2685
Железо общее	50	10.79	1.458	18.31	18.3	28.8975	0.2538	33.9755	0.2976	32.6417	0.2859

*Примечание**

*Согласно Приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63 Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду пункт 80 Сброс иных загрязняющих веществ, не указанных в части второй настоящего пункта, при закачке сточных вод в недра нормируется по **максимальным показателям концентраций загрязняющих в***

Таблица 36 - Нормативы сбросов загрязняющих веществ по предприятию

Номер выпуска	Наименование показателя	Существующее положение 2023 г.					Нормативы сбросов, г/ч, и лимиты сбросов, т/год, загрязняющих веществ на перспективу					Год достижения ДС
		Расход сточных вод		Концентрация на выпуске, мг/дм3	Сброс		на 2027-2029 г.					
		м3/ч	тыс. м3/год		г/ч	т/год	Расход сточных вод		Допустимая концентрация на выпуске, мг/дм3	Сброс		
							м3/ч	тыс. м3/год		г/ч	т/год	
Выпуск № 1 Система ППД	Взвешенные вещества	10	11	50	500	0,5500	1.78	15.613	50.00	89.12	0.78	2027-2029
	Сухой остаток			203123	2031230	2234,3530			171945.0	306458.53	2684.58	2027-2029
	Сульфаты			18,69	187	0,2056			7.8	13.99	0.12	2027-2029
	Хлориды			137200	1372000	1509,2000			86802.4	154708.46	1355.25	2027-2029
	Азот аммония			98,3	983	1,0813			90.6	161.44	1.41	2027-2029
	Нитраты			0,63	6,3	0,00693			0.1	0.117	0.001	2027-2029
	Нитриты			0,01	0,1	0,00011			0.006	0.010	0.00009	2027-2029
	Нефтепродукты			50	500	0,5500			50.0	89.12	0.78	2027-2029
	БПК			25,6	256	0,2816			20.2	36.01	0.32	2027-2029
	ХПК			9408	94080	103,4880			3668.0	6537.50	57.27	2027-2029
	Железо общее			78,6	786	0,8646			18.3	32.64	0.29	2027-2029
	Всего:				**3 500 528,3**	**3 850,58**				**468126.9**	**4100.8**	

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.

Переполнение 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 переполнению приемных резервуаров канализационных насосных станций, нарушению процесса биологической очистки, снижению качества очистки и переполнению 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, исключающих 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 НДС

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 НДС включает:

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

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 НДС 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.

План- график контроля за соблюдением нормативов НДС на месторождении «Комсомольское» на 2027-2029 гг. представлен в таблицах 37.

Таблица 37 - План-график контроля на объекте за соблюдением нормативов допустимых сбросов на 2027-2029 г

Номер выпуска	Координатные данные контрольных створов, наблюдательных скважин в том числе фоновой скважины	Контролируемое вещество	Периодичность	Норматив допустимых сбросов		Кем осуществляет ся контроль	Метод проведения контроля
				мг/дм3	т/год		
Производственные сточные воды после УППВ							
		Взвешенные вещества	1 раз квартал	50.0	0.78	Аккредитованная лаборатория	инструментальный
		Сухой остаток	1 раз квартал	171945.0	2684.58	Аккредитованная лаборатория	инструментальный
		Сульфаты	1 раз квартал	7.8	0.12	Аккредитованная лаборатория	инструментальный
		Хлориды	1 раз квартал	86802.4	1355.25	Аккредитованная лаборатория	инструментальный
		Азот аммония	1 раз квартал	90.6	1.41	Аккредитованная лаборатория	инструментальный
		Нитраты	1 раз квартал	0.066	0.001	Аккредитованная лаборатория	инструментальный
		Нитриты	1 раз квартал	0.006	0.00009	Аккредитованная лаборатория	инструментальный
		Нефтепродукты	1 раз квартал	50.0	0.78	Аккредитованная лаборатория	инструментальный
		БПК	1 раз квартал	20.2	0.32	Аккредитованная лаборатория	инструментальный
		ХПК	1 раз квартал	3668.0	57.27	Аккредитованная лаборатория	инструментальный
		Железо общее	1 раз квартал	18.3	0.29	Аккредитованная лаборатория	инструментальный

Таблица 40 - График мониторинга воздействия на водном объекте

№	Контрольный створ	– Наименование контрольных показателей	Предельно-допустимая концентрация, миллиграмм на кубический дециметр (мг/дм3)	Периодичность	– Метод анализа
		– ***Полигон***			
1	Скв. №1 (N 45° 13'32,6" E 53° 40' 29,7")	pH, сухой остаток, окисляемость перманганатная, мгO_2/дм^3, жесткость общая, мг-экв/дм^3, взвешенные вещества, Ca, Mg, Na+K, HCO3, Cl, SO4, NH4, NO2, NO^-_3, Fe общ., СПАВ, нефтепродукты, ХПК, БПК5, PO_4, фенолы, SiO_2, Cd, Pb, Cu, Zn, Ni, Co, Hg	– Не нормируется	– 4 (1 раз в квартал)	Согласно области аккредитации лаборатории
2	Скв. №2 (N 45° 13'33,4" E 53° 40' 23,2")				
3	Скв. №3 (N 45° 13'37,6" E 53° 40' 24,9")				
4	Скв. №4 (N 45° 13'37,1" E 53° 40'31,2")				
5	Скв. №5 (N 45° 13'25,0" E 53° 40' 23,8")				
6	Скв. №6 (N 45° 13'38,2" E 53° 40' 32,9)				

– ***ЦППН***					
7	Скв. №1 (X 5013932,54 Y 97 09670,80)	pH, сухой остаток, окисляемость перманганатная, мгO_2/дм^3, жесткость общая, мг-экв/дм^3, взвешенные вещества, Ca, Mg, Na+K, HCO3, Cl, SO4, NH4, NO2, NO^-_3, Fe общ., СПАВ, нефтепродукты, ХПК, БПК5, PO_4, фенолы, SiO_2, Cd, Pb, Cu, Zn, Ni, Co, Hg	– Не нормируется	– 4 (1 раз в квартал)	Согласно области аккредитации лаборатории
8	Скв. №2 (X 50 14080,02 Y 97 09888,33)				
9	Скв. №8 (N 45° 13'44,2" E 53° 40' 30,6")				
10	Скв. №9 (N 45° 13'54,3" E 53° 40' 43,7")				
11	Скв. №10 (N 45° 13'54,3" E 53° 40' 43,7")				
– ***м/р Комсомольское***					
12	Точка №1 (поверхностная вода) N 45º03´12.23´´ E 53º38´51.61´´	Азот аммонийный, нитриты, нитраты, фосфаты, СПАВ, нефтепродукты, фенолы, БПК5, ХПК, железо, медь, кадмий, свинец, цинк, сухой остаток, взвешенные вещества, pH, SO4, Cl, никель	– Не нормируется	– 4 (1 раз в квартал)	Согласно области аккредитации лаборатории
– ***В районе нефтепровода***					

13	Трубопровод 1 (поверхностная вода) N 45º03´06.72´´ E 53º39´08.09´´	Азот аммонийный, нитриты, нитраты, фосфаты, СПАВ, нефтепродукты, фенолы, БПК5, ХПК, железо, медь, кадмий, свинец, цинк, сухой остаток, взвешенные вещества, pH, SO4, Cl, никель	– Не нормируется	– 4 (1 раз в квартал)	Согласно области аккредитации лаборатории
14	Трубопровод 2 (поверхностная вода) N 45º03´06.22´´ E 53º38´57.25´´				

Мониторинг подземных вод

Мониторинг подземных вод относится к мониторингу воздействия, включая наблюдения за режимом подземных вод и изменением их качества. Поэтому первоочередной и важнейшей задачей, в связи с изучением состояния подземных вод, является наличие наблюдательной сети.

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.

РАЗДЕЛ 10. ПРЕДЛАГАЕМЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОСТИЖЕНИЮ НОРМАТИВОВ НДС 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 и объемом производственных сточных вод, направляемых в систему поддержания пластового 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 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 НДС: взвешенные вещества, $БПК_5$, 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. 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 12. ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Лицензия

11019638

ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

07.11.2011 года **01434Р**

Выдана **Товарищество с ограниченной ответственностью "Рекорд Консалт"**

Республика Казахстан, Актюбинская область, Актобе Г.А., г.Актобе, Улица МАРЕСЬЕВА, дом № 91., кабинет 67., БИН: 100740003476

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес -идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие **Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды**

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия **лицензия действительна на территории Республики Казахстан**

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание **Неотчуждаемая, класс 1**

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар **Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан.**

(полное наименование лицензиара)

Руководитель (уполномоченное лицо) **ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия)

Дата первичной выдачи **07.11.2011**

Срок действия лицензии

Место выдачи **Республика Казахстан**



11019638 **Страница 1 из 1**

ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01434Р

Дата выдачи лицензии 07.11.2011 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат **Товарищество с ограниченной ответственностью "Рекорд Консалт"**

Республика Казахстан, Актюбинская область, Актобе Г.А., г.Актобе, Улица МАРЕСЬЕВА, дом № 91., кабинет 67., БИН: 100740003476

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии **лицензия действительна на территории Республики Казахстан**

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар **Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан.**

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо) **ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия)

Номер приложения 001

Срок действия

Дата выдачи приложения 07.11.2011

Место выдачи г.Астана

Осы құжат «Электронды құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы № 370-II Заңының 7-бабының 1-тармағына сәйкес қағаз тасымалдағыштағы құжатқа теңестірілген. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.