

СОДЕРЖАНИЕ

1. Executive Summary
 2. Исходные данные и принятые допущения
 3. Генеральный план площадки Тенгиз
 4. Характеристика перерабатываемого сырья
 5. Назначение и состав комплекса
 6. Технологическая схема переработки
 7. Технологический регламент эксплуатации
 8. Материальный баланс процесса
 9. Расчет производительности комплекса
 10. Спецификация оборудования
 11. Электроснабжение и автоматизация
 12. Расчеты трубопроводов и гидравлики
 13. Industrial Safety Case
 14. HAZOP анализ
 15. ОВОС – оценка воздействия на окружающую среду
 16. ПДВ и санитарно-защитная зона
 17. Расчет опасных зон H₂ S
 18. Обращение с отходами и мониторинг
 19. Экономическая эффективность
 20. Заключение
- Приложение А – PFD
- Приложение Б – P&ID

1. Executive Summary

Настоящий рабочий проект подготовлен для размещения и эксплуатации мобильного комплекса переработки резервуарного нефтешлама на месторождении Тенгиз, восточная сторона базы РПН. Комплекс предназначен для извлечения углеводородной фазы из накопленных нефтесодержащих отложений и снижения объема отходов, подлежащих окончательному размещению.

Принятая технологическая концепция основана на последовательной подготовке сырья, термическом снижении вязкости и многоступенчатой центробежной сепарации с применением CF5000, CF3000, ODA20 и WSE20. На выходе формируются три потока: товарная нефть, технологическая вода и твердый остаток (кек).

Проектная производительность комплекса принята 15–30 м³/ч по сырью. Годовой объем переработки принят до 50 000 тонн резервуарного нефтешлама. Извлеченная нефть возвращается оператору месторождения; твердый остаток вывозится на лицензированный полигон.

2. Исходные данные и принятые допущения

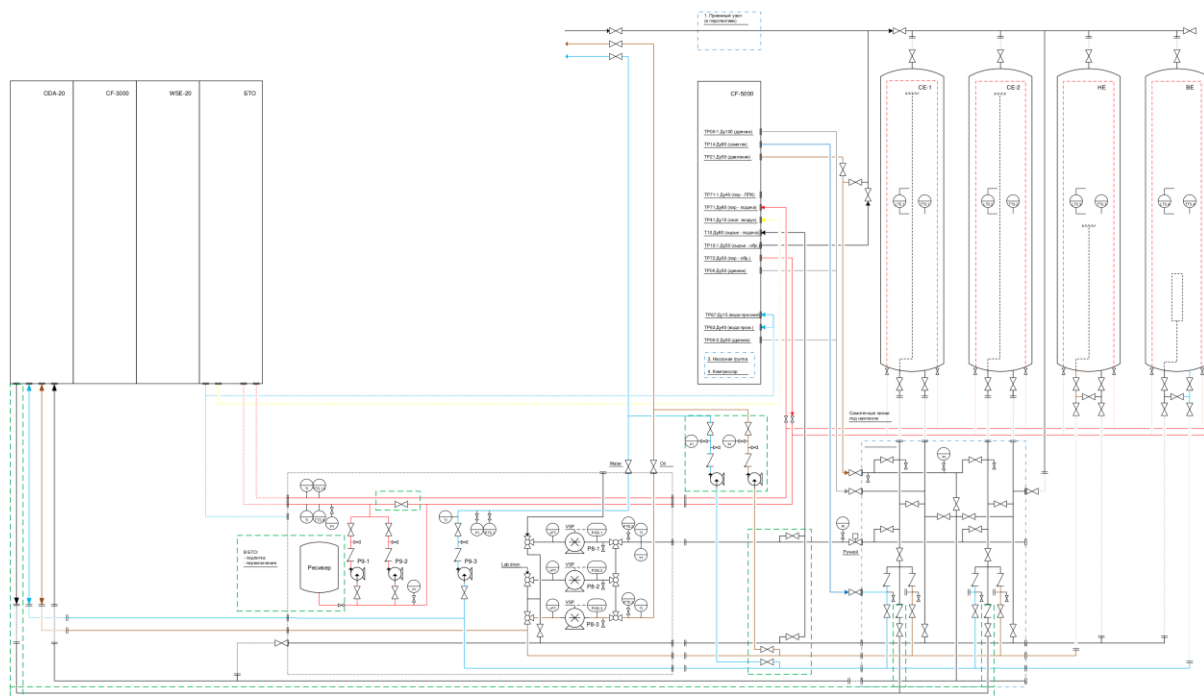
Исходные данные для разработки проекта приняты по материалам паспортов оборудования, руководства по эксплуатации сепарационной установки, ранее подготовленного ППР, загруженным схемам генерального плана, а также пользовательским исходным данным по месту размещения и режиму работы комплекса.

Для целей расчетов приняты следующие допущения: тип сырья — резервуарный нефтешлам; массовая доля воды 30–50 %; плотность сырья 900–1050 кг/м³; средняя температура поступающего сырья 20 °С; целевая температура подготовки 60–70 °С; круглосуточный режим эксплуатации; возврат извлеченной нефти оператору месторождения.

Проект оформлен как рабочий документ по разделам. Расчеты ПДВ, СЗЗ, гидравлики и HAZOP представлены в проекте как предварительные инженерные расчеты, пригодные для технико-тендерного и проектного использования как база для дальнейшего уточнения по фактическим лабораторным и площадочным данным.

3. Генеральный план площадки Тенгиз

Размещение оборудования принято на восточной стороне базы РПН. Ниже приведен генплан площадки, используемый как базовая компоновочная схема размещения технологических блоков.



По генеральному плану предусматривается размещение приемной зоны, насосного блока, блока сепарации, емкостей нефти и воды, а также зоны временного накопления кека и контейнера управления. Размещение принято с учетом безопасных технологических проходов и доступа для обслуживания.

Позиция	Наименование зоны	Назначение	Примечание
В-1	Приемная зона	Прием и выравнивание сырья	Рядом с подачей
В-2	Насосный блок	Подача на подогрев и сепарацию	Шламовые насосы
В-3	Блок сепарации	CF5000/CF3000/ODA20/WSE20	Основной модуль
В-4	Емкости продукта	Нефть / вода	Раздельный отвод
В-5	Зона кека	Временное накопление	Дальнейший вывоз
В-6	Контейнер управления	Операторная/КИП	SCADA и щиты

4. Характеристика перерабатываемого сырья

Резервуарный нефтешлам представляет собой дисперсную смесь нефтяной фазы, пластовой/технологической воды и твердых включений минерального происхождения. Для месторождения Тенгиз дополнительно учитывается наличие сернистых соединений и возможного выделения $H_2 S$ в газовую фазу при перемешивании и нагреве сырья.

Для целей настоящего проекта приняты следующие диапазоны состава: нефть 30–50 %, вода 30–50 %, механические примеси до 20 %. Для расчета материального баланса и гидравлики приняты средние

параметры: плотность 950 кг/м³, эффективная вязкость в подогретом состоянии, совместимая с режимами подачи на декантерные центрифуги.

Показатель	Принятое значение	Примечание
Тип сырья	Резервуарный нефтешлам	Очистка резервуаров
Плотность	900–1050 кг/м ³	Для расчетов принято 950 кг/м ³
Вода	30–50 %	Исходные данные пользователя
Нефть	30–50 %	Переменное содержание
Твердые примеси	до 20 %	Зависит от осадка
Сернистость/H ₂ S	учитывается	Тенгизская нефть

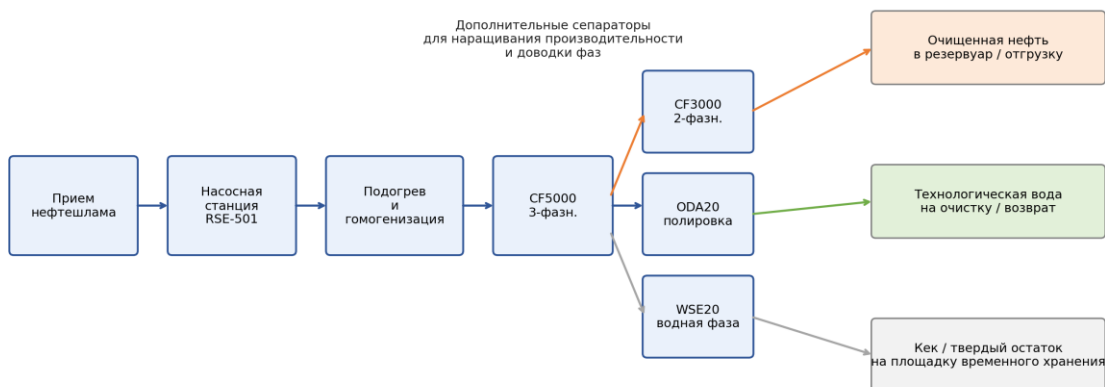
5. Назначение и состав комплекса

Комплекс предназначен для локальной переработки нефтешлама непосредственно на площадке образования или временного накопления, без транспортировки всего объема отхода на внешнюю установку. Такой подход снижает транспортные риски, уменьшает объем подлежащих вывозу отходов и позволяет вернуть полезную нефтяную фазу оператору месторождения.

В состав комплекса входят: приемная емкость/зона, насосная станция, узел подогрева, блок дозирования реагентов, центрифуга CF5000 для основной трехфазной сепарации, CF3000 для дополнительной декантации, ODA20 для доочистки нефтяной фазы, WSE20 для доочистки водной фазы, а также система автоматизации, операторная и система аварийной остановки.

6. Технологическая схема переработки

Технологическая схема комплекса предусматривает непрерывный цикл: прием нефтешлама → подача насосом → подогрев → дозирование реагента → основная и дополнительная сепарация → отвод нефти / воды / кека.



На первой стадии сырье выравнивается и подается на подогрев для достижения требуемой текучести. Далее в поток вводится реагент для улучшения разделения эмульсий и мелкодисперсных частиц. Основной объем разделения выполняется в CF5000, после чего остаточные фазы направляются на CF3000, ODA20 и WSE20 для доочистки.

Товарная нефть направляется в отдельную емкость и возвращается оператору месторождения. Водная фаза направляется на повторное использование или в систему дальнейшей водоподготовки. Твердый остаток временно накапливается и вывозится на лицензированный полигон.

7. Технологический регламент эксплуатации

7.1 Подготовка к пуску

Перед пуском выполняются внешний осмотр всех блоков, проверка заземления, исправности КИП, наличия реагентов, готовности приемной емкости и исправности запорной арматуры. Дополнительно подтверждается работоспособность систем газового контроля $H_2 S$ и аварийной остановки.

Оператор обязан фиксировать все изменения режимов в сменном журнале с указанием времени, причин корректировки и достигнутого результата. Это позволяет поддерживать повторяемость режима и использовать накопленные данные для оптимизации работы комплекса.

При выходе параметров за допустимые пределы система управления выдает предупредительный сигнал. При достижении аварийных уставок выполняется автоматическое отключение соответствующего оборудования и перевод установки в безопасное состояние.

Периодичность обходов, отбора проб и технологических анализов устанавливается внутренним регламентом эксплуатации. Для стартового периода рекомендуется повышенная частота отбора проб до стабилизации качества разделения.

7.2 Прием и подготовка сырья

Нефтьшлам принимается в приемную емкость порционно либо непрерывно в зависимости от фактической схемы зачистки резервуаров. При наличии значительного количества грубых включений организуется предварительное механическое отстаивание либо грубая фильтрация, не приводящая к закупорке насосов и теплообменника.

Оператор обязан фиксировать все изменения режимов в сменном журнале с указанием времени, причин корректировки и достигнутого результата. Это позволяет поддерживать повторяемость режима и использовать накопленные данные для оптимизации работы комплекса.

При выходе параметров за допустимые пределы система управления выдает предупредительный сигнал. При достижении аварийных уставок выполняется автоматическое отключение соответствующего оборудования и перевод установки в безопасное состояние.

Периодичность обходов, отбора проб и технологических анализов устанавливается внутренним регламентом эксплуатации. Для стартового периода рекомендуется повышенная частота отбора проб до стабилизации качества разделения.

7.3 Подогрев

Подогрев выполняется до диапазона 60–70 °С, что обеспечивает снижение вязкости и улучшает отделение воды и тонкодисперсной твердой фазы. Температура контролируется по датчикам ТИ и удерживается системой автоматизации.

Оператор обязан фиксировать все изменения режимов в сменном журнале с указанием времени, причин корректировки и достигнутого результата. Это позволяет поддерживать повторяемость режима и использовать накопленные данные для оптимизации работы комплекса.

При выходе параметров за допустимые пределы система управления выдает предупредительный сигнал. При достижении аварийных уставок выполняется автоматическое отключение соответствующего оборудования и перевод установки в безопасное состояние.

Периодичность обходов, отбора проб и технологических анализов устанавливается внутренним регламентом эксплуатации. Для стартового периода рекомендуется повышенная частота отбора проб до стабилизации качества разделения.

7.4 Дозирование реагентов

В поток дозируются деэмульгатор и/или флокулянт в количестве, определяемом по лабораторной подборке. При отсутствии лабораторной коррекции применяется стартовая доза с последующей корректировкой по качеству разделения фаз на выходе.

Оператор обязан фиксировать все изменения режимов в сменном журнале с указанием времени, причин корректировки и достигнутого результата. Это позволяет поддерживать повторяемость режима и использовать накопленные данные для оптимизации работы комплекса.

При выходе параметров за допустимые пределы система управления выдает предупредительный сигнал. При достижении аварийных уставок выполняется автоматическое отключение соответствующего оборудования и перевод установки в безопасное состояние.

Периодичность обходов, отбора проб и технологических анализов устанавливается внутренним регламентом эксплуатации. Для стартового периода рекомендуется повышенная частота отбора проб до стабилизации качества разделения.

7.5 Сепарация

CF5000 обеспечивает основное трехфазное разделение. Поток после нее перераспределяется: нефтяная фаза на доочистку ODA20, водная — на WSE20, а промежуточные и более тяжелые потоки — на CF3000 для дополнительного отделения мелкодисперсной твердой фазы.

Оператор обязан фиксировать все изменения режимов в сменном журнале с указанием времени, причин корректировки и достигнутого результата. Это позволяет поддерживать повторяемость режима и использовать накопленные данные для оптимизации работы комплекса.

При выходе параметров за допустимые пределы система управления выдает предупредительный сигнал. При достижении аварийных уставок выполняется автоматическое отключение соответствующего оборудования и перевод установки в безопасное состояние.

Периодичность обходов, отбора проб и технологических анализов устанавливается внутренним регламентом эксплуатации. Для стартового периода рекомендуется повышенная частота отбора проб до стабилизации качества разделения.

7.6 Контроль качества продукта

На выходах комплекса контролируются: содержание воды в нефтяной фазе, содержание нефтепродуктов в водной фазе, влажность кека, давление и расход на линиях. При отклонениях режим корректируется изменением подачи, температуры и дозировки реагента.

Оператор обязан фиксировать все изменения режимов в сменном журнале с указанием времени, причин корректировки и достигнутого результата. Это позволяет поддерживать повторяемость режима и использовать накопленные данные для оптимизации работы комплекса.

При выходе параметров за допустимые пределы система управления выдает предупредительный сигнал. При достижении аварийных уставок выполняется автоматическое отключение соответствующего оборудования и перевод установки в безопасное состояние.

Периодичность обходов, отбора проб и технологических анализов устанавливается внутренним регламентом эксплуатации. Для стартового периода рекомендуется повышенная частота отбора проб до стабилизации качества разделения.

7.7 Останов комплекса

Остановка выполняется в последовательности: прекращение подачи сырья, промывка линии, останов центрифуг в предусмотренном алгоритмом порядке, опорожнение и консервация участков, где возможно накопление шлама или воды.

Оператор обязан фиксировать все изменения режимов в сменном журнале с указанием времени, причин корректировки и достигнутого результата. Это позволяет поддерживать повторяемость режима и использовать накопленные данные для оптимизации работы комплекса.

При выходе параметров за допустимые пределы система управления выдает предупредительный сигнал. При достижении аварийных уставок выполняется автоматическое отключение соответствующего оборудования и перевод установки в безопасное состояние.

Периодичность обходов, отбора проб и технологических анализов устанавливается внутренним регламентом эксплуатации. Для стартового периода рекомендуется повышенная частота отбора проб до стабилизации качества разделения.

8. Материальный баланс процесса

Материальный баланс принят для годового объема переработки 50 000 т/год. На стадии рабочего проекта баланс носит инженерно-расчетный характер и подлежит уточнению по фактическому лабораторному составу каждого потока нефтешлама.

Поток	Диапазон, т/год	Принято для оценки, т/год	Назначение
Исходный нефтешлам	50 000	50 000	Поступление в комплекс
Нефтяная фаза	18 000–22 000	20 000	Возврат оператору
Водная фаза	20 000–25 000	22 000	Повторное использование/очистка
Твердый остаток (кек)	6 000–10 000	8 000	Вывоз на полигон

Баланс подтверждает целесообразность внедрения комплекса: при переработке 50 000 т/год возможно вернуть оператору значительную часть нефтяной фазы и радикально уменьшить объем отходов, требующих внешнего размещения.

9. Расчет производительности комплекса

Производительность комплекса принята как производительность совокупной линии, а не отдельной машины. Это позволяет обосновать диапазон 15–30 м³/ч при многоступенчатой сепарации и оптимальном распределении потоков по модулям.

Оборудование	Функция	Производительность	Принятая роль в линии
CF5000	Основная трехфазная сепарация	10–15 м³/ч	Базовый разделитель
CF3000	Дополнительная декантация	5–8 м³/ч	Снятие остаточной

			твердой фазы
ODA20	Доочистка нефти	3–5 м³/ч	Стабилизация качества нефти
WSE20	Доочистка воды	2–4 м³/ч	Снижение нефтепродуктов в воде
Комплекс	Совокупная работа	15–30 м³/ч	Итоговый диапазон

Достижение верхней границы диапазона возможно при стабильном составе сырья, корректно подобранной температуре подогрева, минимальной доле крупных твердых включений и устойчивом реагентном режиме. При тяжелом шламе с высокой долей твердой фазы фактическая производительность смещается к нижней границе диапазона.

10. Спецификация оборудования

№	Наименование	Тип/марка	Производительность	Мощность	Назначение
1	Центрифуга	CF5000	10–15 м³/ч	90 кВт	Основная сепарация
2	Центрифуга	CF3000	5–8 м³/ч	55 кВт	Дополнительная сепарация
3	Центрифуга	ODA20	3–5 м³/ч	30 кВт	Очистка нефти
4	Центрифуга	WSE20	2–4 м³/ч	22 кВт	Очистка воды
5	Шламовый насос	P-101	до 30 м³/ч	18 кВт	Подача сырья
6	Теплообменник	HX-101	120 кВт	—	Подогрев
7	Блок реагентов	D-101	до 1 м³/ч	5 кВт	Дозирование

Спецификация составлена по фактическому составу обсуждаемой линии и предназначена для проектной компоновки, оценки мощности и технико-коммерческого сравнения. Окончательные заводские позиции и исполнение должны уточняться по реальным паспортам и поставочным ведомостям.

11. Электроснабжение и автоматизация

Питание комплекса предусматривается от промышленной сети 380 В. Суммарная установленная мощность по составу оборудования оценивается порядка 220 кВт без учета временных пусковых перегрузок. Щитовое оборудование размещается в контейнере управления с отдельным контуром заземления и защитой от короткого замыкания и перегрузки.

Автоматизация охватывает контроль температуры, давления, расхода, уровня и вибрации. На ключевых узлах предусматриваются TI, PI, FI и LI, а также датчики вибрации на центрифугах. Предусматривается алгоритм предупредительных и аварийных уставок.

Система аварийной остановки ESD должна обеспечивать последовательную безопасную остановку насосов и центрифуг, блокировку подачи сырья и подачу сигналов оператору. Для тенгизского нефтешлама отдельно учитывается газовый контроль H₂ S и LEL.

12. Расчеты трубопроводов и гидравлики

Гидравлический расчет выполнен для расчетного расхода 30 м³/ч и внутреннего диаметра основного трубопровода 80 мм. Площадь живого сечения составляет 0.0050 м², расчетная скорость потока — 1.66 м/с.

Полученная скорость находится в допустимом диапазоне для транспортирования подогретого резервуарного нефтешлама и обеспечивает устойчивый режим без чрезмерного роста потерь давления и без излишнего риска выпадения твердых частиц в осадок.

Участок	Длина, м	Диаметр, мм	Расход	Оценка потерь давления, бар
Подача сырья	40	80	30 м³/ч	0.35
После подогрева	25	80	30 м³/ч	0.18
Линия на CF5000	15	65	15 м³/ч	0.10
Нефтяная линия	45	65	до 10 м³/ч	0.24
Водная линия	35	65	до 12 м³/ч	0.20

Потери давления рассчитаны как инженерная оценка для предварительного проектирования. При выпуске детального рабочего проекта расчет должен быть уточнен по фактической внутренней шероховатости труб, количеству фасонных элементов, реальной температуре и вязкости сырья.

Материал трубопроводов рекомендуется принимать коррозионностойким с учетом сернистого характера тенгизского сырья. Конструктивно следует предусматривать возможность ревизии, промывки и дренирования участков, где возможно накопление твердой фазы.

13. Industrial Safety Case

Комплекс относится к категории опасных производственных объектов из-за наличия горючих углеводородов, вращающегося оборудования, нагрева сырья и возможного выделения сероводорода. Ключевая особенность тенгизского сырья — необходимость контроля H₂S и взрывоопасных смесей в зоне работы.

Основные опасности: разгерметизация трубопроводов, пролив нефтешлама, выброс H₂S, пожар при образовании горючей смеси, перегрузка или дисбаланс ротора центрифуги, отказ насоса при засорении или кавитации. Для каждого сценария предусмотрены технические и организационные барьеры.

К техническим барьерам относятся: газоанализаторы H₂S/LEL, ESD, аварийные задвижки, виброконтроль, контроль температуры и давления, блокировки на подачу сырья. К организационным барьерам относятся инструкции, обучение, порядок допуска, журналирование режимов, регламент обходов и реагирования.

14. HAZOP анализ

Ниже приведен расширенный HAZOP по основным узлам комплекса. Таблица предназначена для проектной проработки и последующего уточнения на стадии детального инжиниринга.

Узел	Отклонение	Причина	Последствия	Меры предотвращения
Приемная емкость	Высокий уровень	Ошибка оператора / избыток подачи	Перелив, пролив шлама	LI + сигнализация + блокировка подачи
Приемная емкость	Низкий уровень	Недостаток подачи / утечка	Подсос воздуха, нестабильность насоса	Контроль уровня, обходы
Насос P-101	Высокое давление	Засор линии	Повреждение уплотнений, течь	PI + PSV + останов по уставке
Насос P-101	Низкое давление	Кавитация / пустой ход	Повреждение насоса	Блокировка по уровню и давлению
Теплообменник	Высокая температура	Сбой регулирования	Перегрев, интенсификация испарения	TI + аварийное ограничение
Теплообменник	Низкая	Недостаток тепла	Падение эффективности	Контроль температуры,

	температура		сепарации	корректировка режима
CF5000	Высокая вибрация	Дисбаланс / тяжелый шлам	Повреждение ротора	Вибродатчики + ESD
CF3000	Высокая нагрузка	Чрезмерная твердая фаза	Снижение производительности	Ограничение подачи, перераспределение потока
ODA20	Низкое качество нефти	Недостаточная доочистка	Повышенная обводненность продукта	Коррекция режима, повторная циркуляция
WSE20	Высокие нефтепродукты в воде	Нестабильный режим / избыток потока	Неудовлетворительное качество воды	Снижение подачи, настройка режима
Трубопровод	Разгерметизация	Коррозия / механическое повреждение	Пролив, загрязнение почвы	Регламент осмотров, аварийные поддоны
Контейнер управления	Сбой КИП	Отказ датчика/связи	Потеря контроля параметров	Резервирование, обходные проверки

Для стадии детального инжиниринга HAZOP должен быть расширен по режимам 'нет/больше/меньше/обратно/иное чем' для каждого узла и интерфейса. Однако даже приведенная таблица покрывает основные технические сценарии для предварительного проекта.

15. ОВОС – оценка воздействия на окружающую среду

Раздел ОВОС выполнен для оценки воздействия мобильного комплекса на атмосферный воздух, водные ресурсы, почву, а также на производственную территорию и персонал. Поскольку размещение предусмотрено на действующей промышленной площадке Тенгиза, прямое воздействие на нетронутые природные территории минимально.

Основные факторы воздействия: испарение углеводородов из сырья и продукта, возможный выброс $H_2 S$ при разгерметизации, шум от насосов и центрифуг, образование кека и технологической воды. Проектные решения предусматривают герметизацию потоков, локализацию проливов, контроль газа и организованный вывоз отходов.

С учетом принятой технологии проект в экологическом отношении предпочтителен по сравнению с альтернативой хранения/накопления нефтешлама, поскольку обеспечивает возврат полезной фазы и уменьшает количество отходов, требующих окончательного размещения.

16. ПДВ и санитарно-защитная зона

Загрязняющее вещество	Оценочный выброс, т/год	Комментарий
Углеводороды	1.5	Испарение, дыхание емкостей, технологические операции
$H_2 S$	0.02	Следовые выбросы при работе с сернистым сырьем
ЛОС	0.8	Связаны с нефтяной фазой и дыханием оборудования

Предварительный расчет показывает, что при принятой компоновке и режиме работы концентрации загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны не должны превышать применимые нормативные значения, при условии исправности системы герметизации и отсутствия аварийных выбросов.

Размер санитарно-защитной зоны для проектной стадии принят 100 м. В пределах зоны не предусматривается постоянное пребывание постороннего персонала и размещение жилой или общественной застройки.

17. Расчет опасных зон H₂S

Показатель	Принятое значение
ПДК рабочей зоны	10 мг/м ³
Критический уровень тревоги	10 ppm
Второй уровень тревоги	20 ppm
Предупредительная зона	до 100 м
Опасная зона при сценарии выброса	около 30 м

Расчет опасных зон H₂ S в настоящем проекте носит предварительный характер и основан на условном сценарии разгерметизации локального участка с ограниченным выбросом. Для финального промышленного обоснования рекомендуется уточнение по фактическому содержанию сероводорода в конкретных потоках шлама и по реальным метеоусловиям площадки.

18. Обращение с отходами и мониторинг

Твердый остаток (кек) после сепарации направляется на временное накопление в специально выделенной зоне и далее вывозится на лицензированный полигон. Технологическая вода проходит дополнительную доочистку и может быть возвращена в оборот либо направлена на дальнейшую обработку в существующую инфраструктуру.

Экологический мониторинг должен включать: контроль воздуха рабочей зоны и на границе СЗЗ, контроль содержания нефтепродуктов в воде, периодический контроль состояния почвы в потенциально уязвимых точках, а также журналирование объемов образования и вывоза кека.

19. Экономическая эффективность

Показатель	Значение
Годовой объем переработки	до 50 000 т/год
Ожидаемый возврат нефти	до 20 000 т/год
Производительность комплекса	15–30 м ³ /ч
Установленная мощность	около 220 кВт

Экономический эффект проекта формируется за счет возврата товарной нефти оператору, уменьшения транспортируемого объема отходов, снижения затрат на размещение нефтешлама и сокращения экологических рисков долгосрочного накопления загрязненного осадка.

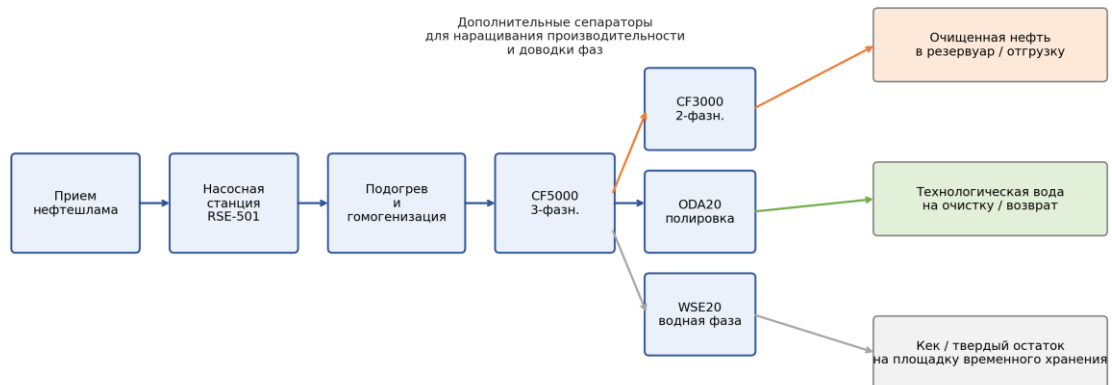
20. Заключение

Настоящий документ собран по разделам и содержит заполненные данные по площадке Тенгиз, спецификации оборудования, технологический регламент, расчеты трубопроводов и гидравлики, Industrial Safety Case, HAZOP, OBOC, ПДВ и СЗЗ, а также расчет опасных зон H₂ S.

Документ является заполненной проектной редакцией на основе имеющихся исходных данных из переписки и загруженных материалов. Для выпуска в статусе окончательного проектного тома под государственную или корпоративную экспертизу требуется дополнительное уточнение лабораторных

анализов шлама, поставочных ведомостей оборудования, реальных маршрутных длин трубопроводов и метеоданных для окончательного расчета рассеивания.

Приложение А – PFD



Приложение Б – P&ID

Упрощенная P&ID-схема комплекса переработки нефтешлама

PI — давление, TI — температура, FI — расход, GI — газоанализ; все линии условные.

