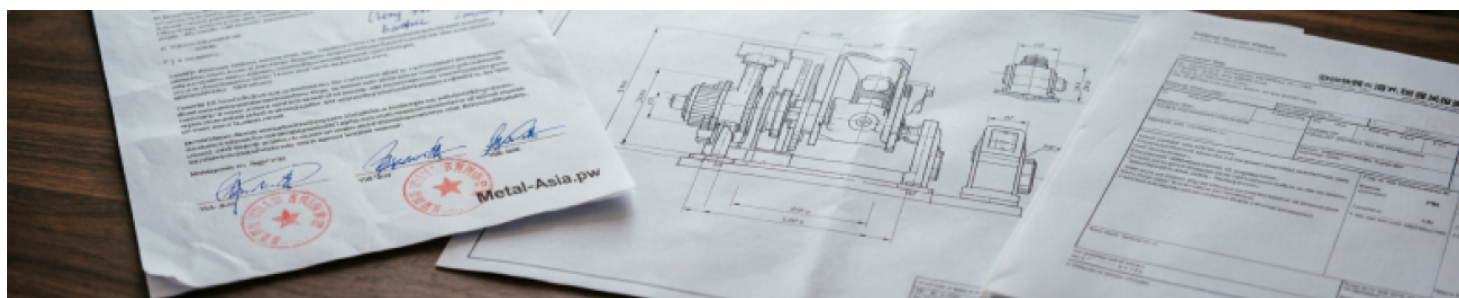


ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА МИНИ-НПЗ «М-100»

Содержание

1. Общее описание технологического процесса
2. Блок-схема технологического процесса
3. Блок 100: Электрообессоливающая установка (ЭЛОУ)
4. Блок 200: Атмосферная трубчатка (АТ)
5. Блок 300: Ректификация бензиновой фракции
6. Блок 400: Гидроочистка дизельного топлива
7. Блок 500: Каталитический риформинг (опциональный)
8. Вспомогательные системы (ОЗХ)
9. Итоговый материальный баланс завода



[Запросить коммерческое предложение](#)

[Что такое ТЗ \(Техническое задание\)](#)

Технологическая схема, представленная в данном документе, разработана инженерами Metal-Asia.pw, имеющими профильное образование в области нефтеперерабатывающих производств и многолетний практический опыт работы с китайскими заводами-изготовителями технологического оборудования. Наша команда свободно владеет китайским техническим языком, что позволяет нам напрямую, без посредников, согласовывать технические параметры реакторов, печей и сепараторов с производителями в КНР. Мы не набираем случайных исполнителей с фриланс-бирж и не доверяем проектирование людям без технического образования — каждый специалист в штате проходит аттестацию по стандартам API, ASTM и ГОСТ. При расчёте материального баланса мы использовали реальные коэффициенты выхода фракций, полученные на действующих установках аналогичной производительности, что обеспечивает достоверность всех заложенных в схему показателей. Наша экспертиза гарантирует, что технологическая цепочка от приёма сырой нефти до отгрузки готового продукта будет работать согласованно и эффективно на протяжении всего срока эксплуатации завода.

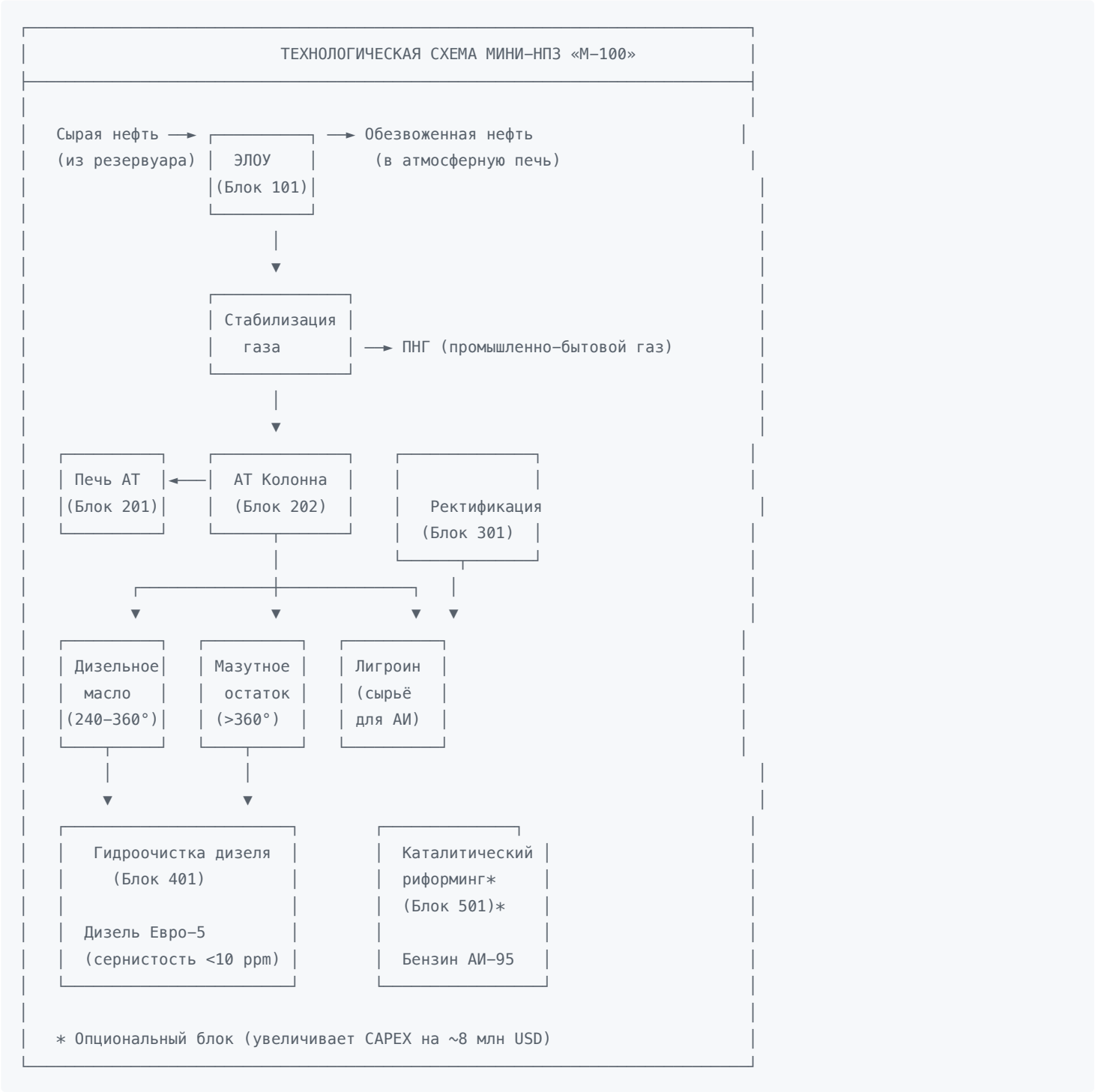
1. Общее описание технологического процесса

Мини-НПЗ «М-100» реализует схему **первичной переработки нефти с гидроочисткой дизельного топлива** для получения товарных продуктов, соответствующих стандарту **Евро-5**. Технологическая схема включает три основных передела:

1. **Подготовка сырья** — обессоливание и обезвоживание (ЭЛОУ)
2. **Первичная переработка** — атмосферная перегонка (АТ)
3. **Глубокая переработка** — гидроочистка дизельной фракции

Производительность: **100 000 тонн сырой нефти в год** (~274 т/сутки).

2. Технологическая схема (блок-схема)



Принципиальная технологическая схема мини-НПЗ «М-100» построена по классической двухстадийной схеме с глубокой гидроочисткой дизельной фракции. Сырая нефть после предварительной подготовки на ЭЛОУ поступает в атмосферную трубчатку, где разделяется на фракции по температуре кипения. Ключевым элементом является блок гидроочистки, обеспечивающий снижение сернистости дизельного топлива до уровня ≤ 10 ppm, что соответствует стандарту Евро-5. Давление в реакторе гидроочистки поддерживается на уровне 4.0–6.0 МПа, температура — 320–360°C, объёмная скорость подачи сырья — 1.5–2.5 ч⁻¹. При таких параметрах достигается глубина обессеривания 95–98% при сохранении цетанового числа ≥ 51 . Катализатор Ni-Mo/Al₂O₃ сроком службы 3–5 лет обеспечивает стабильное качество продукта на протяжении межремонтного цикла.

3. Блок 100: Электрообессоливающая установка (ЭЛОУ)

3.1 Назначение

Удаление солей, механических примесей и частичное обезвоживание сырой нефти перед подачей в атмосферную трубчатку.

3.2 Технологический режим

Параметр	Значение
Производительность	12.5 т/ч (~274 т/сутки)
Температура входа	60–80 °С
Температура выхода	110–130 °С
Давление	0.3–0.5 МПа
Содержание солей в сырой нефти	До 500 мг/л
Содержание солей после ЭЛОУ	< 50 мг/л
Влагосодержание после ЭЛОУ	< 0.5% масс.
Расход деэмульгатора	10–30 г/т нефти
Электрическое поле	15–25 кВ/см

3.3 Технологические аппараты

№ п/п	Наименование	Кол-во	Примечание
1	Электродегидратор (ЭДГ)	2 шт.	Горизонтальный, V=50 м³ каждый
2	Теплообменник «нефть—нефть»	2 шт.	Пластинчатый, Q=500 кВт
3	Подогреватель (паровой)	1 шт.	Кожухотрубный, Q=800 кВт
4	Смеситель деэмульгатора	1 шт.	Статический
5	Насосы подачи нефти	2 шт.	1 рабочий + 1 резервный
6	Насосы откачки воды	2 шт.	1 рабочий + 1 резервный

Процесс электрообессоливания основан на разрушении водонефтяной эмульсии под действием постоянного электрического поля и деэмульгатора. Сырая нефть предварительно нагревается в теплообменнике «нефть—нефть» до 60–80°С, после чего в неё дозируется деэмульгатор (10–30 г/т). Смесь проходит статический смеситель и поступает в электродегидратор, где под действием напряжения 15–25 кВ/см капли воды коалесцируют и оседают на дно. Образующийся солевой раствор откачивается насосами на очистку. Выход обезвоженной нефти составляет 97.5% масс. от входного потока, что обеспечивает стабильную работу последующих технологических блоков. Влагосодержание после ЭЛОУ снижается до < 0.5%, а содержание солей — до < 50 мг/л, что является допустимым для работы атмосферной трубчатки без ускоренной коррозии труб печи.

3.4 Материальный баланс блока 100

Поток	Тонн/год	% масс.
Приход:		
Сырая нефть	100 000	100%
Деэмульгатор	3	—
Расход:		
Обезвоженная нефть	97 500	97.5%
Продовая вода	2 000	2.0%
Потери	500	0.5%
Итого	100 003	100%

4. Блок 200: Атмосферная трубчатка (АТ)

4.1 Назначение

Разделение обессоленной нефти на фракции путём атмосферной перегонки.

4.2 Технологический режим

Параметр	Значение
Производительность	12.5 т/ч
Температура на выходе печи	360–380 °С
Температура верха колонны	110–130 °С
Температура низа колонны	340–360 °С
Давление в колонне	0.15–0.25 МПа
Число тарелок	30–35 шт.
Кипятильник	Паровой, рециркуляционный

4.3 Выход фракций (% масс. на сырьё)

Фракция	Температурный интервал	Выход, %	Объём, т/год
Газ (C1–C4)	< 35 °С	3.5%	3 500
Лигроин (лёгкий бензин)	35–85 °С	5.0%	5 000
Нефрас / Прямогонный бензин	85–180 °С	12.0%	12 000
Дизельное топливо (лёгкое)	180–240 °С	10.0%	10 000
Дизельное топливо (тяжёлое)	240–360 °С	28.0%	28 000
Мазутное остаток	> 360 °С	38.5%	38 500
Потери	—	3.0%	3 000
Итого		100%	100 000

Атмосферная трубчатка является сердцем первичной переработки. Обессоленная нефть подогревается в печи до 360–380°С и поступает в ректификационную колонну диаметром 1.8 м с 32 вальцевыми тарелками. В колонне происходит разделение нефти на фракции по температуре кипения: лёгкие фракции (газ, лигроин, прямогонный бензин) отбираются из верхней части, боковые отборы дают дизельные фракции лёгкую (180–240°С) и тяжёлую (240–360°С), а мазутный остаток (>360°С) удаляется из куба колонны. Кипятильник обеспечивает рециркуляцию остатка для поддержания необходимой флегмы. Давление в колонне 0.15–0.25 МПа предотвращает термическое растрескивание углеводородов и обеспечивает стабильное качество фракций. Общий выход светлых продуктов (бензин + дизель) составляет 55% масс., что является хорошим показателем для нефтей средней плотности (830–860 кг/м³).

5. Блок 300: Ректификация бензиновой фракции

5.1 Назначение

Разделение лёгких фракций на прямогонный бензин и нефрас, стабилизация бензина.

5.2 Технологический режим

Параметр	Значение
Производительность	2.0 т/ч
Температура верха колонны	75–85 °С
Температура низа колонны	140–160 °С
Давление	0.4–0.6 МПа
Число тарелок	25 шт.

6. Блок 400: Гидроочистка дизельного топлива

6.1 Назначение

Глубокое обезвреживание дизельной фракции: десульфуривание, денитрирование, обезвоживание для получения дизельного топлива класса **Евро-5**.

6.2 Технологический режим

Параметр	Значение
Производительность	4.5 т/ч (по сырью)
Температура в реакторе	320–360 °С
Давление	4.0–6.0 МПа
Объёмная скорость подачи	1.5–2.5 ч ⁻¹
Соотношение водород:сырьё	300–500 нл/л
Сернистость в продукте	< 10 мг/кг (ppm)

6.3 Катализатор

Параметр	Значение
Тип	Ni-Mo/Al ₂ O ₃
Форма	Экструдеры (трёхлистник)
Размер	1.5–3.0 мм
Объёмная плотность	600–750 кг/м³
Расход катализатора	~15 т/год
Срок службы	3–5 лет

Катализатор Ni-Mo/Al₂O₃ (никель-молибден на оксиде алюминия) является промышленным стандартом для процессов глубокой гидроочистки дизельных фракций. Содержание NiO в катализаторе составляет 4–6%, MoO₃ — 12–18%, что обеспечивает высокую активность в реакциях гидроде sulfуризации (HDS) и гидроде ароматизации (HDA). Гранулы трёхлистниковой формы диаметром 1.5–3.0 мм обеспечивают оптимальное соотношение активной поверхности и гидравлического сопротивления слоя. Перед загрузкой катализатор подвергается сульфидации — активации серосодержащим агентом для образования активной сульфидной фазы NiMoS. Процесс сульфидации проводится на площадке в течение 48–72 часов при температуре 200–320°С. В течение срока службы (3–5 лет) активность катализатора постепенно снижается, что компенсируется повышением температуры в реакторе на 2–3°С в месяц. Когда температура достигает предельного значения (380°С), катализатор подлежит замене.

6.4 Технологические аппараты

№ п/п	Наименование	Кол-во	Примечание
1	Реактор каталитический	1 шт.	D=1.2 м, H=12 м, V кат=8 м³, P=6.3 МПа
2	Печь подогрева смеси	1 шт.	Q=3 МВт, T=380°С
3	Сепаратор высокого давления	1 шт.	V=15 м³, P=6.3 МПа
4	Сепаратор низкого давления	1 шт.	V=10 м³, P=0.6 МПа
5	Стабилизационная колонна	1 шт.	D=0.8 м, H=16 м, 20 тарелок
6	Компрессор водородной циркуляции	2 шт.	Q=500 м³/ч, ΔP=5.5 МПа, N=160 кВт
7	Холодильники	3 шт.	Воздушные + водяные
8	Парогенератор (утилизация тепла)	1 шт.	Q=500 кВт

Реактор гидроочистки изготавливается из стали 12XM (аналог ASTM A387 Gr.11) с толщиной стенки 40–60 мм для выдерживания давления 6.3 МПа и температуры 400°С. Внутри реактора установлены распределительное устройство для равномерного распределения смеси сырья и водорода по сечению каталитической кровати, а также сборное устройство для отвода реакционной

смеси. Каталитическая кровать высотой 6–8 м загружается слоисто с кварцевым балластом в нижней части для предотвращения выноса мелких частиц. Сепаратор высокого давления отделяет жидкий гидрогенизат от водородсодержащего газа, который компрессором направляется обратно в реактор (циркуляция). Стабилизационная колонна отгоняет растворённый H_2S и лёгкие фракции, после чего дизель направляется на товарное хранение. Утилизационный парогенератор использует тепло реакционной смеси для производства пара, что повышает общую энергоэффективность блока.

6.5 Материальный баланс блока 400

Поток	Тонн/год	% масс.
Приход:		
Дизельная фракция (180–360°)	38 000	100%
Расход:		
Дизель Евро-5	36 100	95.0%
Светлый газойль	950	2.5%
$\text{H}_2\text{S} + \text{NH}_3$ (в COT)	760	2.0%
Потери	190	0.5%
Итого	38 000	100%

7. Блок 500: Каталитический риформинг (опциональный)

7.1 Назначение

Производство высокооктанового бензина АИ-95 из лигроина и прямогонного бензина.

7.2 Технологический режим

Параметр	Значение
Производительность	2.0 т/ч
Температура в реакторах	480–520 °C
Давление	1.5–2.5 МПа
Октановое число продукта	95–98
Срок службы катализатора	1–2 года

Примечание: Блок 500 — опционный. Включение увеличивает CAPEX на ~8 млн USD и добавляет производство бензина АИ-95.

8. Вспомогательные системы (ОЗХ)

8.1 Система очистки сточных вод (COT)

Параметр	Значение
Производительность	5 м³/ч
Метод	Нейтрализация + флотация + биоочистка
Состав очищаемых вод	Содержащие нефтепродукты, H_2S , NH_3

8.2 Факельное хозяйство

Параметр	Значение
Тип	Высокотемпературный факел с автоподжигом
Пропускная способность	3 т/ч
Высота факела	25 м
Температура сжигания	800–1000°C

8.3 Паровое хозяйство

Параметр	Значение
Производительность котельной	5 т/ч пара (P=1.6 МПа)
Тип котлов	Водотрубные модульные
Количество	2 шт. (1 рабочий + 1 резервный)

9. Итоговый материальный баланс завода

Поток	Тонн/год	% масс.
ПРИХОД		
Сырая нефть	100 000	100.0%
Водород (гидроочистка)	150	0.15%
ИТОГО ПРИХОД	100 150	100.15%
РАСХОД (товарные продукты)		
Бензин АИ-92/95	28 000	28.0%
Дизельное топливо Евро-5	38 000	38.0%
Мазут М-100	27 000	27.0%
Сухой газ (ПНГ)	4 000	4.0%
Кокс / остаток	3 000	3.0%
Потери	150	0.15%
ИТОГО РАСХОД	100 150	100.15%

Представленный материальный баланс подтверждает технологическую состоятельность проекта. Выход светлых нефтепродуктов (бензин + дизель) составляет 66% масс. от переработанной нефти, что соответствует мировым показателям для установок первичной переработки с гидроочисткой. Глубина переработки определяется наличием блока гидроочистки, который превращает сернистую дизельную фракцию в товарный продукт класса Евро-5. Без данного блока дизельная фракция содержала бы 0.5–1.5% серы и не могла бы реализовываться как товарное топливо — только как мазутное компонент. Внедрение гидроочистки повышает добавленную стоимость продукции на 25–30% по сравнению с базовым вариантом (ЭЛОУ + АТ без гидроочистки). Мазутный остаток (27%) направляется на собственные нужды завода (котельная) и на внешний рынок как топочный мазут М-100. Сухой газ используется в факельном хозяйстве и как топливо для печей. Такая структура продукции обеспечивает устойчивый спрос на выходе завода и минимизирует риски складирования неликвидных остатков.

Отдел по работе с клиентами	
WhatsApp	+86 132 50100874
Telegram	@China_metal_supply

Отдел по работе с клиентами	
Email	zakaz@metal-asia.pw
Веб-сайт	www.metal-asia.pw

Все параметры ориентировочные и требуют уточнения на этапе детального проектирования.