



ХАДЫЖЕНСКИЙ НПЗ



БИЗНЕС-ПЛАН СТРОИТЕЛЬСТВА
НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА
(НПЗ) МОЩНОСТЬЮ 5 МЛН. ТОНН В ГОД

МОСКВА 2017

БИЗНЕС-ПЛАН

СТРОИТЕЛЬСТВА ХАДЫЖЕНСКОГО НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА (НПЗ) МОЩНОСТЬЮ 5 МЛН. ТОНН В ГОД

Объем инвестиций: **47 250 000 000** руб.
Срок окупаемости: **6,0** лет.
Период планирования: **12** лет.
Чистая прибыль: **134 600 396 640** руб.

Оглавление

1. РЕЗЮМЕ ПРОЕКТА	5
2. МАРКЕТИНГОВЫЙ ОБЗОР РЫНКА	25
2.1. Ключевые макроэкономические показатели	25
2.2. Анализ рынка нефти в РФ	26
2.3. Экспорт сырой нефти, 2000-2015, тн	44
2.4. Цены на нефть	46
2.5. Классификация нефтепродуктов	51
2.6. Рынок нефтепродуктов в РФ	53
2.7. Цены на нефтепродукты	57
2.8. Экспорт нефтепродуктов	65
2.9. Нефтеперерабатывающие заводы в РФ	67
2.10. Структура нефтеперерабатывающего завода	79
3. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ПЛАН	82
3.1. Производственные параметры проекта	82
3.2. План переработки нефти	84
3.3. План выручки	86
3.4. Параметры текущих затрат	89
3.5. Параметры прямых затрат на производство	92
4. ПЕРСОНАЛ ПРОЕКТА	96
4.1. Потребность в персонале и фонд оплаты труда	96
5. ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ПЛАН	100
5.1. Структура и объем необходимых инвестиций	100
5.2. Календарный план финансирования и реализации проекта	102
5.3. Рекомендуемые условия привлечения инвестиций	103
6. ОЦЕНКА РИСКОВ И ПУТЕЙ ИХ СОКРАЩЕНИЯ	104
6.1. Качественный анализ рисков	104
6.2. Точка безубыточности	105
6.3. Анализ чувствительности NPV	107
7. ФИНАНСОВЫЙ ПЛАН ПРОЕКТА	110
7.1. Основные предположения к расчетам	110
7.2. План движения денежных средств (cash flow)	114
7.3. План прибылей и убытков (ОПУ)	118
7.4. Акцизы на нефтепродукты	123
7.5. Налогообложение НПЗ	124
7.6. Прогноз доходов инвестора	126

7.7. Прогноз доходов владельца проекта	130
7.8. Финансовый анализ проекта.....	135
8. ПРИЛОЖЕНИЕ 1. РЕКОМЕНДАЦИИ «ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ И НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ»	139
9. ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕПРОИЗВОДСТВА.....	200
10. ПРИЛОЖЕНИЕ 3. СКЛАДЫ ХРАНЕНИЯ КАУЧУКА	206
11. ПРИЛОЖЕНИЕ 4. СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ, УПРАВЛЕНИЯ И ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ ЗАЩИТЫ	209

1. РЕЗЮМЕ ПРОЕКТА



Бизнес-план строительства Хадыженского нефтеперерабатывающего завода (ХНПЗ) глубокой переработки мощностью 5 млн. тонн в год разработан в соответствии с техническим заданием инициатора проекта ГК «Глобус» компанией ЭКЦ «Инвест-проект» в рамках проекта перспективного развития ст. Кабардинской, Апшеронского района, Краснодарского края.

Дата расчетов: 08.05.2017.

Валюта расчетов: рубль.

Период планирования: 12 лет по годам.

Методика планирования: международные рекомендации UNIDO, собственные методики.

Цель бизнес-плана – построение финансовой модели и расчет ключевых финансовых, экономических и маркетинговых параметров проекта строительства Хадыженского НПЗ для подтверждения его экономической эффективности и привлечения инвестиций.

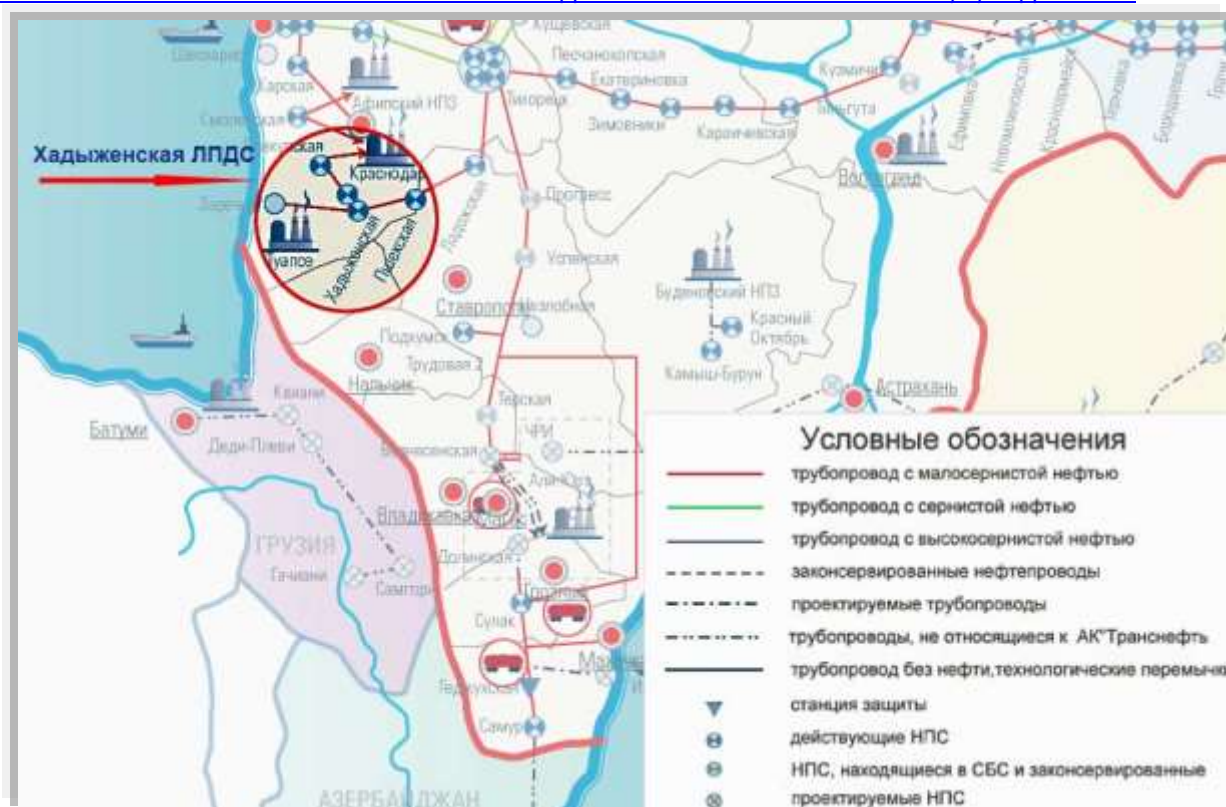
Географическое положение

Выбор площадки под размещение объекта строительства обусловлен множественными благоприятными факторами соответствующими поставленной цели.

Основными критериями выбора является:

- непосредственная близость объекта строительства к действующему нефтепроводу в районе Хадыженской ЛПДС – 1,3 км., По территории Кабардинского сельского поселения проходит нефтепровод:
 - нефтепровод «Ширванская – Екатеринбург»;
 - **нефтепровод «Тихорецк – Туапсе-2» введен в эксплуатацию 2014 г.** балансодержатель **ОАО «Черномортранснефть»** ЛПДС Хадыженская.

СХЕМА НЕФТЕПРОВОДОВ ОАО ТРАНСНЕФТЬ В КАБАРДИНСКОМ СЕЛЬСКОМ ПОСЕЛЕНИИ, Г. ХАДЫЖЕНСК



На территории Кабардинского сельского поселения согласно реестру недропользователей Апшеронского района в границах поселения находятся:

- месторождение «Асфальтовая Гора» - добыча нефти;
 - месторождение «Восковая Гора» - добыча нефти;
 - «Кабардинское» месторождение - добыча нефти;
 - Северо-Тицинское месторождение - добыча нефти и газа;
 - Северо-Хадыженское месторождение - добыча нефти;
 - месторождении «Хадыженская площадка» - добыча нефти;
 - месторождению Широкая Балка - добыча нефти и газа;
 - «Южно-Хадыженском» месторождение - добыча газа.
- **наличие свободного земельного участка.**
 - **план экономического развития ст. Кабардинской.** В качестве основного направления экономического развития территории определен рекреационно-туристский сектор, а в промышленном секторе предусмотрено строительство **Хадыженского НПЗ.**, фарфорового завода, предприятий сельхоз переработки. Предусмотренная генеральным планом производственная зона, расположена к юго-востоку от ст.Кабардинской.



- **транспортная доступность.** Зона транспортной инфраструктуры представлена объектами и сооружениями автомобильного транспорта (дороги, улицы, площади, искусственные сооружения, автостоянки, гаражи, санитарно-защитные зоны от них) и инженерной инфраструктуры. К зоне транспортной инфраструктуры относятся: участок железной дороги «Армавир-Туапсе», автомобильная дорога регионального или межмуниципального значения IV технической категории г.Хадыженск – ст-ца Кабардинская, автомобильная дорога регионального или межмуниципального значения IV технической категории г.Горячий Ключ – г.Хадыженск. Генеральным планом предусмотрена реконструкция существующего железнодорожного плотна и строительство нового протяженностью 1,5 до промплощадки – места строительства Хадыженского НПЗ со строительством сливной/наливной железнодорожной эстакады [см. приложение 2](#).
- **Зона инженерной инфраструктуры** представлена инженерными коммуникациями и сооружениями водоснабжения (водозаборные сооружения, сети), канализации (очистные сооружения, КНС, сети), газоснабжения (линии газопровода, ГРП, ШРП), электроснабжения (коридоры линий электроснабжения, ПС, РП, ТП), теплоснабжения (котельные, ЦТП) и охранных зон. [см. приложение 3](#)
- наличием технической возможности подключения к источнику электроэнергии в районе подстанции Х2 Хадыженск находящейся на балансе [ОАО «НГТ «Энергия»](#). Подстанция Х2 находится на территории площадки строительства Хадыженского НПЗ.



1.1. ПАРАМЕТРЫ ПРОЕКТА

Бизнес-план содержит укрупненные данные по проекту, отражает концепцию создания предприятия и является техническим заданием для дальнейшей разработки проектной и строительной документации, согласования с подрядчиками, инвестором, органами власти.

Производственная мощность предприятия: до 5 млн. тонн по сырью в год.

Таблица 1. Структура выхода продукции.

продукция	% выхода	тонн / год	тонн / месяц
Диз.топливо	75,0%	3 750 000	312 500
Бензины	12,0%	600 000	50 000
Битум дорожный	8,0%	400 000	33 333
На выработку электроэнергии, потери	5,0%	250 000	20 833
Итого:	100,0%	5 000 000	416 667

Потребность проекта в инвестициях

Для реализации проекта требуется инвестировать **47 250 000 000** руб. из двух источников:

- **4 725 000 000** руб. за счет собственных средств владельца проекта (10,0% инвестиций),
- **42 525 000 000** руб. в виде инвестиционного кредита по ставке **9,0%** годовых (90,0% инвестиций), возврат тела кредита – с 4-го по 6-й год включительно, уплата процентов – с момента получения транша.

Итого срок использования заемных средств – **5,0** лет.

По кредиту будет начислено процентов **1 386 256 226** руб.

Потребность в земляных ресурсах

Размер площадки с учётом противопожарных разрывов под строительство НПЗ в целом с учетом товаросырьевого парка и объектов ОЗХ оценивается в **74 Га**.

Сроки реализации проекта:

- начало реализации: IV кв. 2017 г.,
- стадия проектирования и строительства НПЗ: с IV кв. 2017 г. по IV кв. 2019 г. (2,5 года),
- ввод в эксплуатацию и начало переработки сырья: IV кв. 2019 г.,
- выход на проектную мощность: III кв. 2020 г.

Маркетинговый обзор отрасли

По данным Росстата, **287,2** млн. тонн нефти поступает на переработку - это **57%** всей добытой нефти (**501,8** млн. тонн).

По оценкам компании British Petroleum (их ежегодный обзор считается наиболее авторитетным источником сведений о мировых запасах нефти), доказанные запасы нефти в России составляют **12,7** миллиарда тонн.

Нефть и продукты ее переработки выступают важнейшим экспортным ресурсом России. Удельный вес экспорта нефти в общем объеме российского экспорта в 2015г. составил **26,1%**, в экспорте топливно-энергетических товаров - **41,5%** (в 2014г. соответственно 30,9% и 44,5%).

В 2015 году страна экспортировала **244,5** млн. т сырой нефти. Это на 9,4% больше показателя 2014 года. В стоимостном же выражении заметно резкое падение показателя экспорта, так по сравнению с 2014 годом он снизился на **41,8%** и составил в 2015 году **89,6** млрд. долларов.

По мнению главы ОПЕК Мухаммеда бен Салех ас-Сада, принимая во внимание имеющиеся у стран-экспортеров нефти запасы углеводородов, а также спрос на рынке, **65** долларов за баррель – справедливая цена нефти, которая постепенно установится на рынке осенью 2016 года. Однако для этого нефтепроизводители должны сесть за стол переговоров по вопросу сокращения объемов добычи.

В 2015 году в России было произведено **39,2** млн тонн автомобильного бензина, **75,9** млн тонн дизельного топлива, **71,5** млн тонн топочного мазута, **4,5** млн тонн битума нефтяного дорожного.

В 2015 году сократился выпуск темных нефтепродуктов по сравнению с 2014 годом, так производство дизельного топлива сократилось на **1,3%**, мазута на **8,7%**, производство битумов нефтяных дорожных снизилось на **10%**. При этом производство бензина увеличилось на **2,3%**, а глубина переработки достигла рекордного уровня - **74,2%**.

В России в 2015 году цены производителей на бензины автомобильные выросли на **6%**, на дизельное топливо — на **11,6%**. Цены же на мазут топочный и битумы нефтяные дорожные, напротив, показали снижение на **24,4%** и **15,4%** соответственно.

В России за 2011–2015 годы розничные цены на моторные топлива — бензин и дизтопливо — выросли более чем на треть, что примерно соответствует общему инфляционному росту. При этом, цены на бензин в России не демонстрируют какой-либо взаимосвязи с мировыми ценами на нефть.

Экспорт нефтепродуктов из РФ за 2015 год вырос на 4% - до **171,7** миллиона тонн, но в денежном выражении он составил **67,5** миллиарда долларов, что ниже показателя 2014 года на **41,8%**.

Согласно подготовленному Минэнерго РФ реестру российских НПЗ, в РФ проектируются **35** новых нефтеперерабатывающих заводов, строится **5**, введено в эксплуатацию **38** заводов, **1** завод на реконструкции.

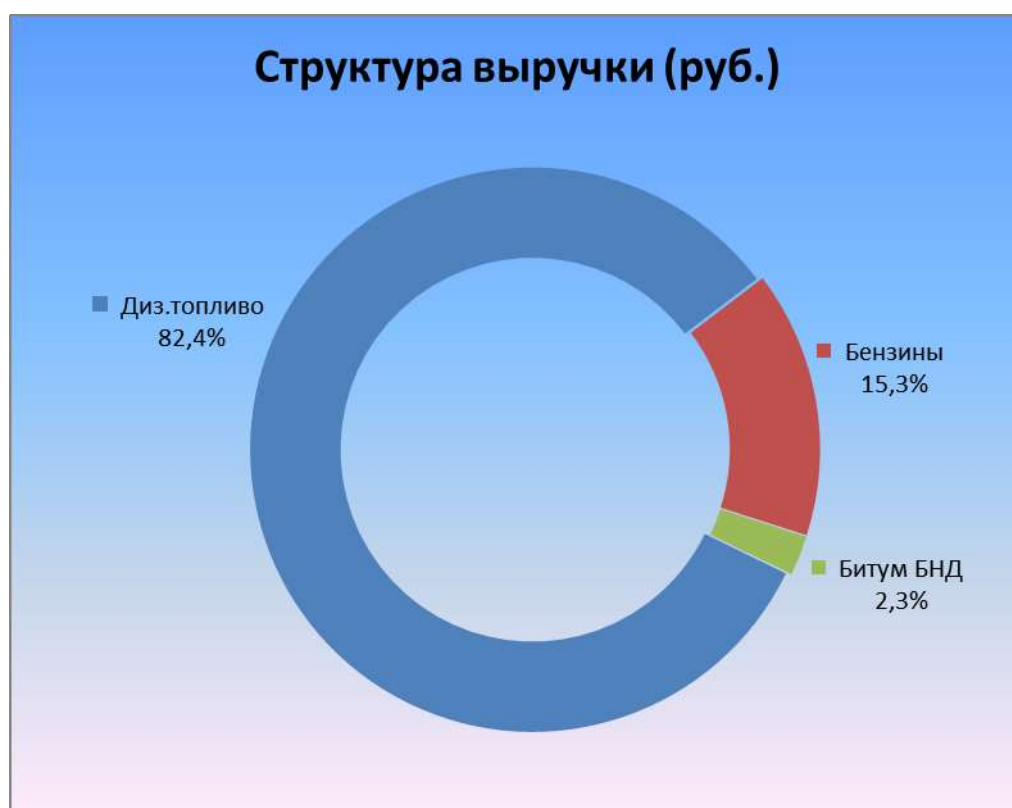
Технико-экономические показатели проекта

Таблица 2. Цены на продукцию предприятия.

Продукция	цена базовая, руб. / т	дисконт, %	опт. цена, руб. / т	выручка, руб. / год
Диз.топливо	36 132	3%	35 048	131 430 150 000
Бензины	41 911	3%	40 653	24 391 911 000
Битум дорожный	9 540	5%	9 063	3 625 200 000
На выработку электроэнергии, потери	0	0%	0	0
Итого:				159 447 261 000

Таким образом, среднегодовая выручка предприятия составит **159,5** млрд. руб.

Диаграмма 1. Структура выручки.



Как видно, основная доля выручки приходится на дизельное топливо – **83%** и бензины – **15,3%**.

Таблица 3. Акцизы на нефтепродукты.

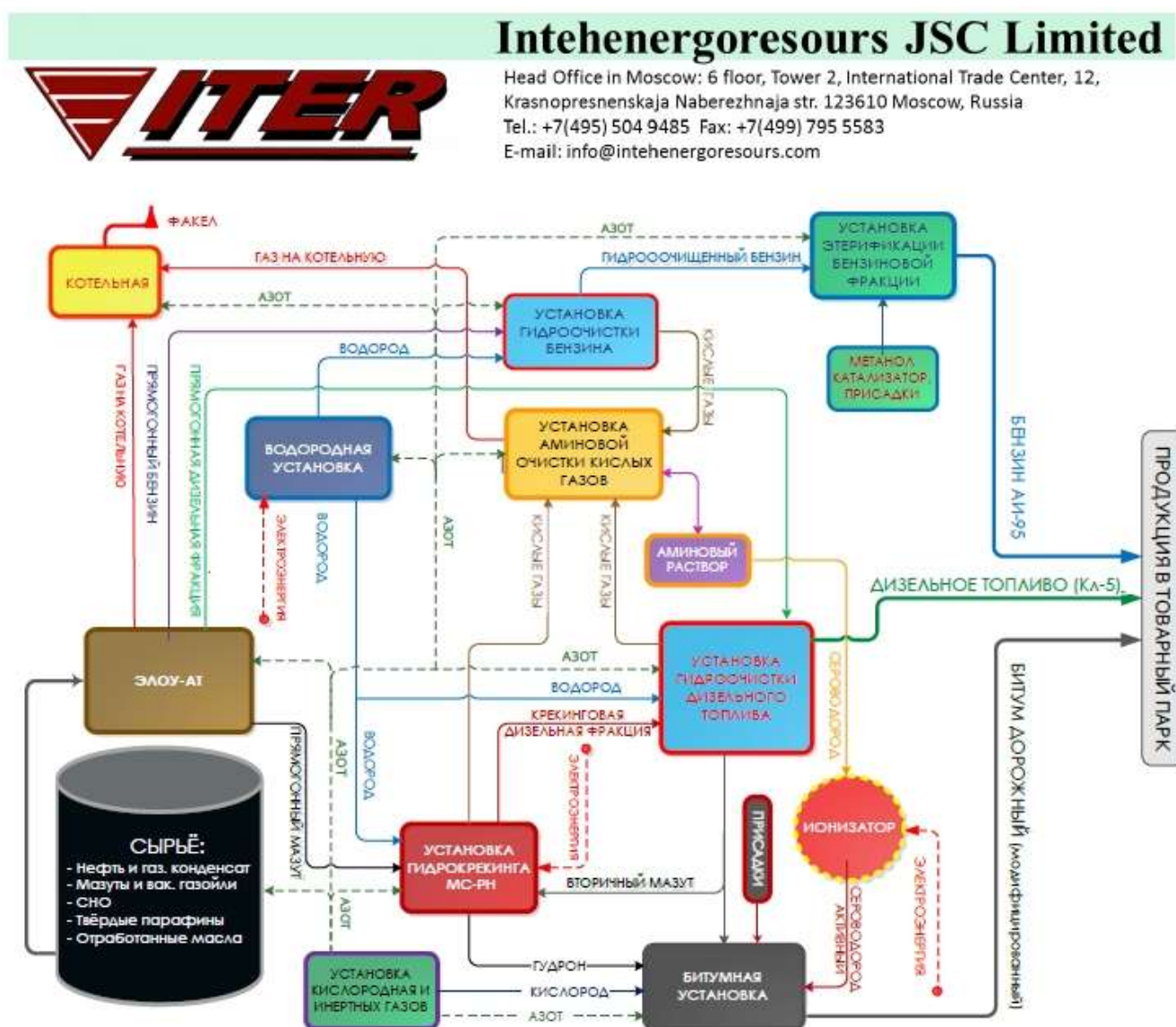
Продукция	Акцизы, руб. / т *
Диз.топливо	5 293
Бензины	10 130
Битум дорожный	0
На выработку электроэнергии, потери	0

* Согласно ст. 193 ч. 2 НК РФ с 01.04.2016.

Таблица 4. Ключевые показатели проекта.

Показатель	Значение
Производственная мощность, т / год	5 000 000
Производственная мощность, т / мес	416 667
Выручка, руб. / мес	13 287 271 750
Выручка, руб. / год	159 447 261 000
Себестоимость производства, руб. / т	25 721
Средняя цена продаваемой продукции, руб. / т	31 889
Себестоимость переработки, %	80,7%

Рисунок 1. Блок-схема НПЗ.



В таблице и на графиках далее приведен план переработки нефти.

Таблица 5. План выхода нефтепродуктов (т / год.).

	Выход продукции (т / год)												
Все расчеты в тоннах													
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Итого
Порядковый номер года	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Производственная мощность, % от мах	0%	0%	10%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
Выход ДТ, т	0	0	375 000	3 750 000	3 750 000	3 750 000	3 750 000	3 750 000	3 750 000	3 750 000	3 750 000	3 750 000	36 562 500
Выход бензинов, т	0	0	60 000	600 000	600 000	600 000	600 000	600 000	600 000	600 000	600 000	600 000	5 850 000
Выход БНДУ, т	0	0	40 000	400 000	400 000	400 000	400 000	400 000	400 000	400 000	400 000	400 000	3 900 000
Собств. нужды, потери, т	0	0	25 000	250 000	250 000	250 000	250 000	250 000	250 000	250 000	250 000	250 000	2 437 500
Итого выход продукции, т	0	0	500 000	5 000 000	5 000 000	5 000 000	5 000 000	5 000 000	5 000 000	5 000 000	5 000 000	5 000 000	48 750 000

График 1. План производства продукции (т / год).

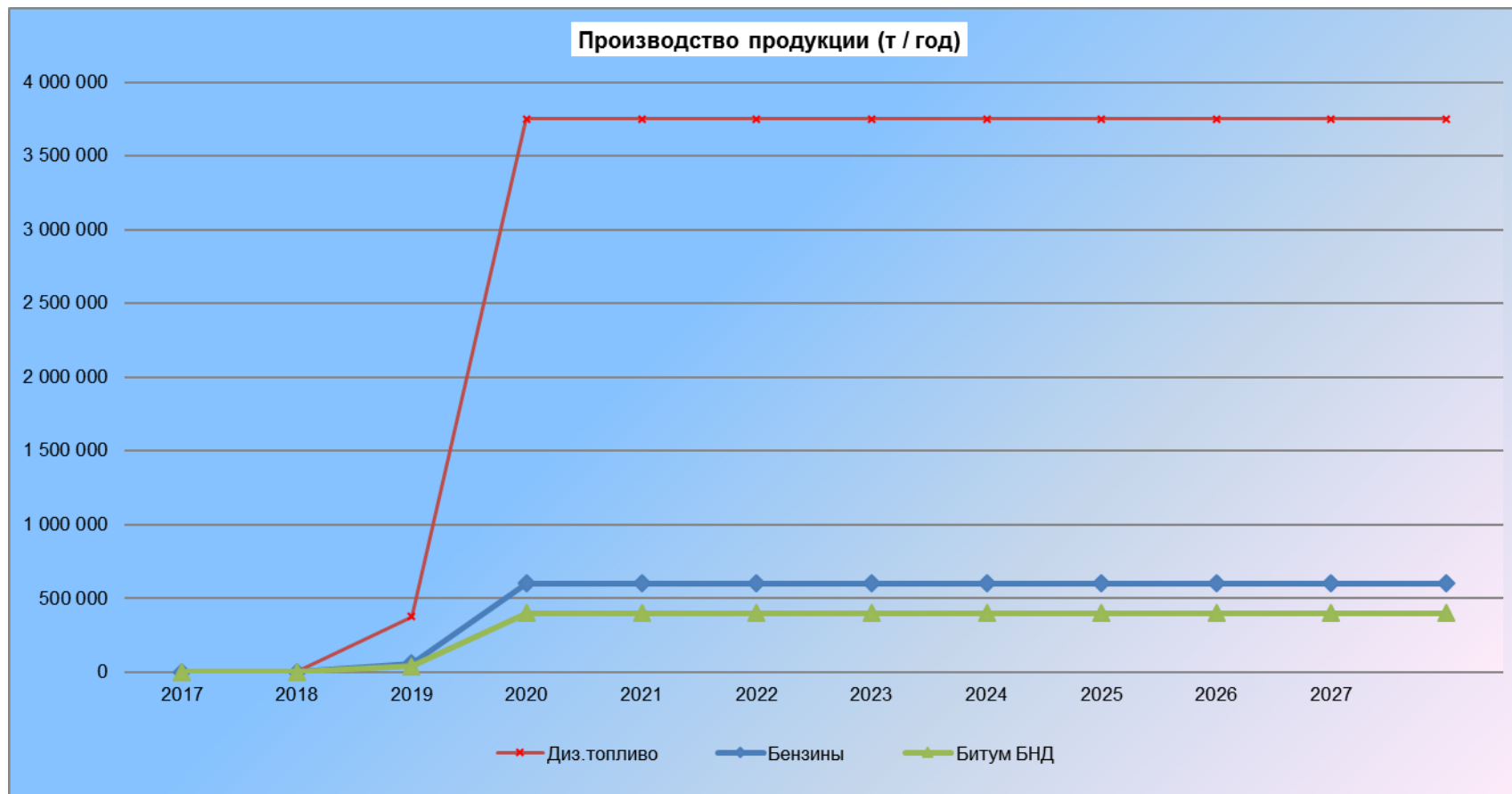


График 2. Динамика поступления выручки (руб. / год).



Структура инвестиций в проект приведена в таблице далее.

Таблица 6. Структура инвестиций.

	Направление инвестиций	Итого, руб.	В долларах США	Примечание
1.	<u>Разрешительная документация, ПСД стадия "РП"</u>	3 952 371 960	\$68 050 481	
	Получение ИРД, ТУ	250 000 000	\$4 304 408	
	Проектирование объекта	3 629 776 431	\$62 496 151	10% от СМР
	Авторский надзор 2% от стоимости ПСД	72 595 529	\$1 249 923	2% от цены ПСД
2	Строительство ХНПЗ мощ 5 млн.тонн	14 975 550 011	\$257 843 492	
	Строительно-монтажные работы	12 793 328 581	\$220 270 809	
	Пусконаладочные работы 10% от стоимости оборудования	2 132 221 430	\$36 711 801	
	Благоустройство и озеленение	50 000 000	\$860 882	
3.	<u>Основные объекты строительства</u>	21 322 214 302	\$367 118 014,8	
	Блок предварительной очистки сырья 2*2,5 млн. тонн.	5 000 000 000	\$86 088 154	долл. "под ключ"
	Блок рекуперации тепла и отгонки прямогонных фракций	46 464 000	\$800 000	долл. "под ключ"
	Блок механохимического крекинга	1 858 560 000	\$32 000 000	долл. "под ключ"
	Блок гидрирования крекинговых дистиллятов	2 090 880 000	\$36 000 000	долл. "под ключ"
	Установка окисления битума БНДУ	609 200 000	\$10 488 981	долл. "под ключ"
	Инжиниринг оборудования	450 000 000	\$7 747 934	долл. "под ключ"
	Насосная станция с узлом учета	53 696 320	\$924 523	долл. "под ключ"
	Резервуары хранения сырья (РВС)	594 000 000	3 874 989 Р	долл. "под ключ"
	Наливная ж/д эстакада, ж/д пути, весы	592 416 000	\$10 227 273	долл. "под ключ"
	Технологические трубопроводы	742 500 000	\$10 200 000	долл. "под ключ"
	Электрика, КИП и автоматика, инженерные коммуникации, видеонаблюдение и охрана, система пожаротушения, слаботочные сети, телефония, интернет	3 052 650 000	\$12 784 091	С учетом стоимости выкупа акций 100% ОАО «НГТ Энергия»
	Очистные сооружения	1 352 502 000	\$52 559 401	
	Наружные сети и канализация	3 318 655 942	\$57 139 393	
	Лаборатория	75 630 700 Р	\$1 302 181	
	строительство жилья и соц для персонала	1 260 000 000 Р	\$21 694 215	
4	Сырье	2 408 333 333	\$41 465 794	
	Формирование запаса нефтехимии	450 000 000	\$7 747 934	Резерв на 10 дней
	Формирование резерва нефти	1 958 333 333	\$33 717 860	Резерв на 10 дней
5	Общезаводское хозяйство	450 000 000	\$7 747 934	
	Строительство объектов общезаводского хозяйства и соц.культ.быта, пожарное и газоспасательное депо	450 000 000	\$7 747 934	руб. "под ключ"

6.	Транспорт	220 000 000	\$5 500 000	
	Автомобили и спецтранспорт	220 000 000	\$5 500 000	
7.	Прочее	3 491 260 475	\$60 111 234	
	Непредвиденные расходы 7% от СМР	2 153 257 205	\$37 073 988	
	Накладные расходы 4% от МТР	722 786 925	\$12 444 678	
	ВрЗиУ	615 216 344	\$10 592 568	
8.	Нормируемые оборотные средства	430 269 918	\$7 408 229	
	Итого требуется инвестировать:	47 250 000 000р..	\$813 533 058	€746 917 483

Таким образом, полная стоимость проекта составляет **47,25** млрд. руб., в том числе **430 269 918** руб. нормируемых оборотных средств, необходимых для оплаты труда персонала и других затрат, пока выручки предприятия нет или ее недостаточно.

Привлечение и возврат инвестиций планируется на следующих условиях.

Таблица 7. Параметры привлечения и возврата инвестиций.

Параметр инвестирования	Транш 1.	Транш 2.	Транш 3.
Доля транша от суммы инвестиций, %	10,0%	83,7%	6,3%
Размер транша, руб.	4 725 000 000	39 525 000 000	3 000 000 000
Источник инвестиций	1	2	2
Выплаты процентов (для кредитов)	1	1	1
Годовой % по кредиту (для кредитов)	0,00%	9,00%	9,00%
Месячный % по кредиту (для кредитов)	0,00%	0,72%	0,72%
Период погашения транша, лет	2,00	3,00	1,00
Период погашения транша, лет	2	3	1
Номер года выдачи транша	1	1	2
Номер года возврата транша	4	4	5
Номер года полного возврата транша	5	6	5

Таким образом, инвестиции в объеме **47,25** млрд. руб. привлекаются с первого месяца реализации проекта и возвращаются с 4-го по 6-й год включительно. Итого полный срок использования инвестиций составит **5** лет.

Социальный и налоговый эффект

По проекту создается **229** рабочих мест с фондом оплаты труда в размере **10,63 млн. руб.** в месяц начисленной заработной платы, в т.ч. отчисления в соц. страх. Таким образом, средний оклад на предприятии составит **53,38 тыс. руб. / мес. / чел.**

На период строительства планируется привлечение более 1200 чел. рабочих и ИТР

Таблица 8. Распределение налоговых отчислений по уровням бюджета.

Вид налога	Федерация		Субъект РФ	
	%	руб.	%	руб.
Налог на прибыль	70,5%	25 306 371 717	29,5%	10 589 191 002
Налог на имущество	0,0%	0	100,0%	9 714 371 384
НДФЛ	100%	228 833 280	0%	0
ЕСН	100%	453 899 738	0%	0
НДС	100%	83 330 866 294	0%	0
Налог на землю	30%	2 196 000	70%	5 124 000
Транспортный налог	0%	0	100%	5 760 000
Акцизы	28%	87 028 086 600	72%	223 786 508 400
НДПИ	100%	0	0%	0
Итого за прогнозный период:		196 350 253 628		244 100 954 787

По проекту планируется начисление **налогов** в среднем по **440,4** млрд. руб. в год.

График 3. Динамика текущих затрат.

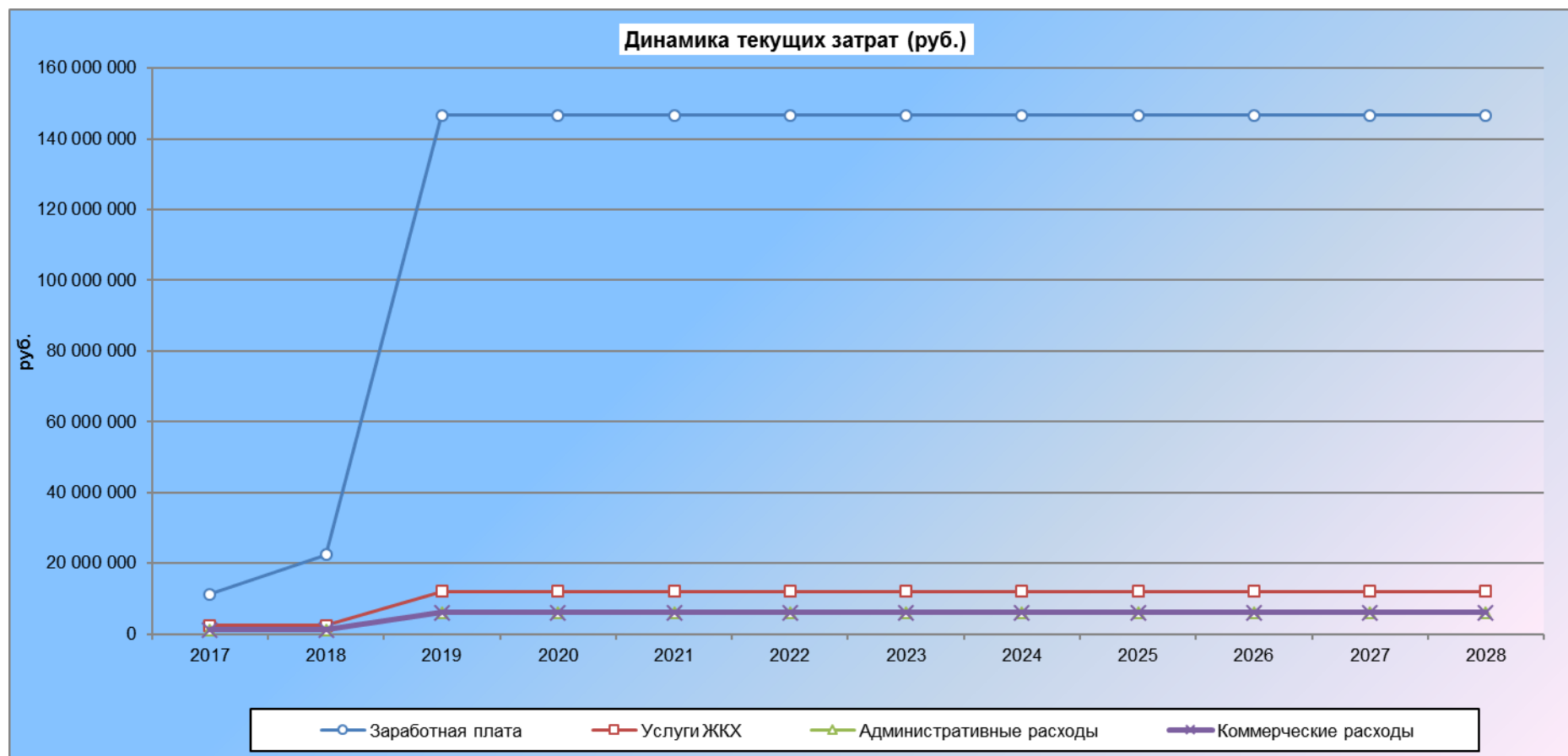


График 4. Динамика прямых затрат.



График 5. Динамика чистой прибыли.

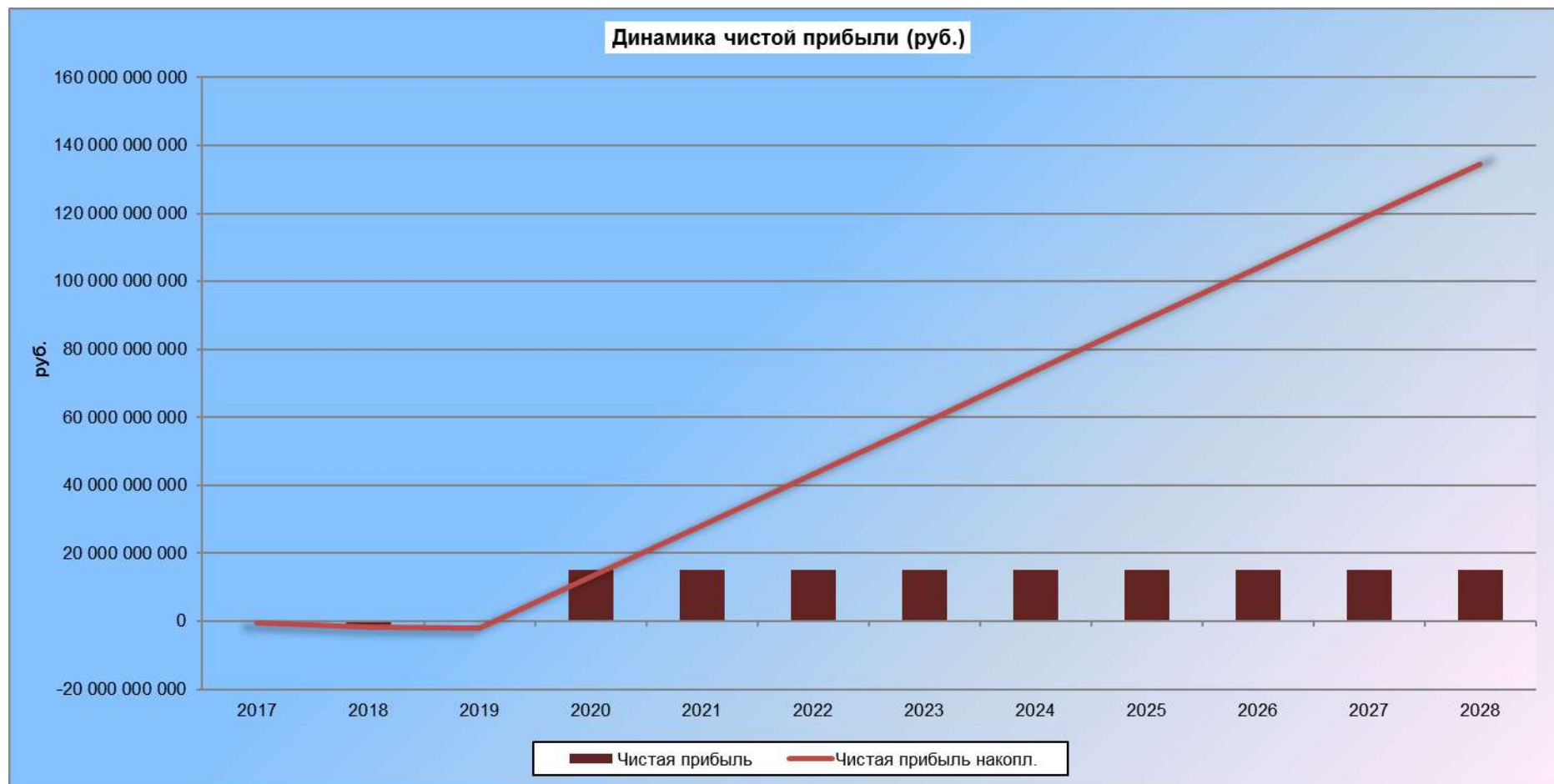


График 6. Получение и погашение долга.

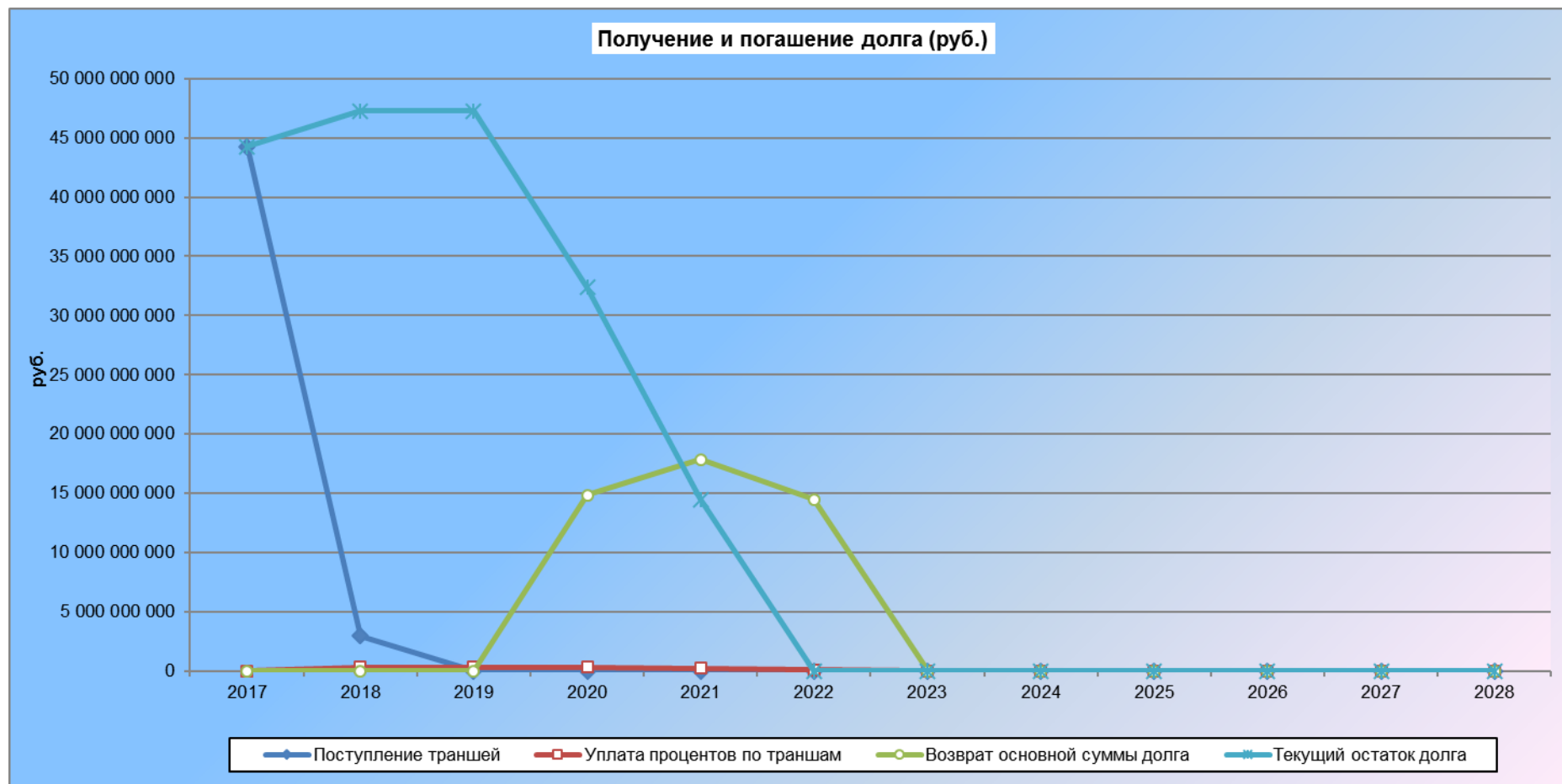


График 7. NPV проекта и недисконтированный денежный поток.

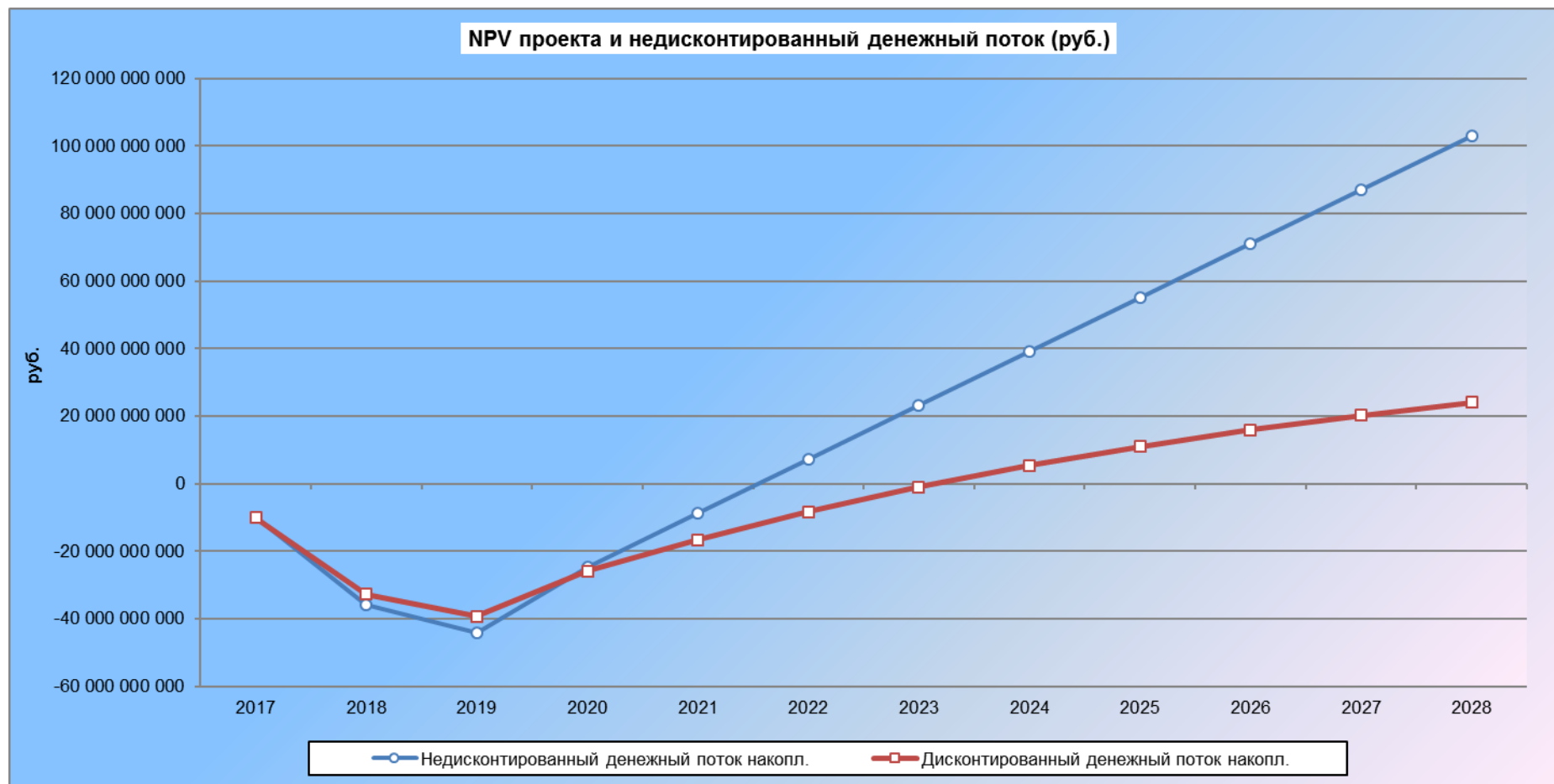


График 8. Выплаты инвестору нарастающим итогом.

Таблица 9. Показатели эффективности проекта.

Наименование показателя	Значение	Ед. изм.
Общие показатели проекта		
Суммарная выручка	1 450 970 075 100	руб.
Выбытия на текущую деятельность	1 299 721 433 290	руб.
Сальдо от основной деятельности	151 248 641 810	руб.
Чистая прибыль проекта	134 600 396 640	руб.
Сумма инвестиционных вложений	47 250 000 000	руб.
Имущество на балансе в конце горизонта планирования	38 215 771 680	руб.
Рентабельность продаж в целом по проекту	10,95%	%
Рентабельность по чистой прибыли	10,95%	%
Чистая прибыль в месяц в конце прогнозного периода	15 246 985 094	руб. / год
Продажи в конце прогнозного периода	135 124 797 458	руб. / год
Показатели для кредитора / займодателя		
Сумма собственных средств	4 725 000 000	руб.
Сумма кредитов	42 525 000 000	руб.
Общий размер финансирования	47 250 000 000	руб.
Отношение собственного капитала к заемному (D/E)	900%	%
Ставка кредита (в номинальных ценах)	9,00%	%
Начисленная сумма процентов по кредитам	1 386 256 226	руб.
Период возврата кредита	3,00	интервал, лет
Срок использования кредита	6,00	интервал, лет
Инвестиционные показатели проекта		
Ставка дисконтирования, годовая	14,00%	%
Ставка дисконтирования, месячная	14,00%	%
NPV проекта на момент его начала	23 972 686 869	руб.
Доход от проекта после возврата инвестиций	101 942 655 502	руб.
PI проекта	1,588	раз
IRR проекта	125,80%	%
Срок окупаемости (недисконтированный)	6,00	интервал, лет
Срок окупаемости (дисконтированный)	6,00	интервал, лет

Чистый дисконтированный доход (Net Present Value, NPV) проекта (для владельца проекта) за прогнозный период составляет **101 942 655 502 руб.** при ставке дисконтирования **14,0 %** в год (в условно постоянных ценах). При оценке значения NPV важно учитывать, что проект рассчитывается в очищенных от инфляции ценах и реализуется за пределами горизонта планирования.

Индекс рентабельности проекта, или коэффициент возврата инвестиционных средств (**Payback Investments, PI**) = **1,588**. Это означает, что на каждый инвестированный доллар проект сгенерирует за прогнозный период 1,59 руб. (с учетом дисконтирования). Для традиционных отраслей (строительство, сельское хозяйство, промышленное производство, транспорт) этот показатель, как правило, не превышает 2-3 единиц. Для высокотехнологичных проектов (IT, телеком, media, инновации) показатель может достигать 3-5 и более единиц. Минимум принятия решения по данному показателю >1.

Внутренняя норма доходности (Internal Rate of Return, IRR) – **125,80%**. Данный показатель демонстрирует устойчивость проекта в отношении возможного роста ставок дисконтирования, кредитования и рисков. Такое значение внутренней доходности обусловлено значительным объемом реализуемой продукции, относительно высокой долей добавленной стоимости в продукции, эффективной технологией переработки. Минимум принятия решения по данному показателю $>1,0\%$.

Срок окупаемости (срок возврата инвестированных средств с учетом дисконтирования) – **6,0** лет (с учетом инвестиционного периода).

Преимущества проекта

- нефтеперерабатывающий завод предназначен для работы на самой широкой номенклатуре сырья, по самой эффективной и современной технологии переработки нефти, обеспечивающей максимально возможную глубину переработки сырья и оптимальное качество нефтепродуктов;
- производство на НПЗ соответствует самым высоким европейским стандартам и требованиям к промышленной и экологической безопасности производства;
- завод способен эффективно перерабатывать тяжёлую нефть, включая различные региональные сорта нефти, вакуумные газойли, прямогонные и смесевые мазуты и отработанные масла, что значительно повышает экономическую устойчивость предприятия и снижает риски от сырьевого фактора;
- предприятие будет занимать менее 1% сегмента рынка нефтепереработки России, поэтому не будет представлять конкурентной опасности для крупных игроков российского рынка нефтепродуктов;
- предприятие не будет иметь аналогов по простоте, надёжности и эффективности ведения технологических процессов, и не будет иметь конкурентов среди других предприятий России;
- реализация проекта обеспечит поступления в Федеральный и Региональный бюджеты, рост регионального валового продукта;
- создание новых высокооплачиваемых рабочих мест;
- получение собственных нефтепродуктов для поддержки местных сельхозпроизводителей во время весенне-осеннего периода посевной и уборочной страды.

Общий вывод

Проект демонстрирует высокую экономическую и социальную эффективность, является привлекательным для инвестирования. Вырабатываемая продукция имеет гарантии сбыта практически при любых ценах и макроэкономической конъюнктуре. При этом проект направлен на повышение энергетического обеспечения региона и роста качества жизни населения.

2. МАРКЕТИНГОВЫЙ ОБЗОР РЫНКА

2.1. КЛЮЧЕВЫЕ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Для целей планирования важнейшими макроэкономическими показателями, отражающими экономическую ситуацию, в том числе на рынке потребительских услуг, являются динамика темпов прироста ВВП и инфляции.

График 9. Динамика темпов прироста ВВП, %, 2003-2016.



График построен на основе данных ФСГС, Минфина, ЦБ РФ, независимых экспертов. Рост ВВП России по итогам 2014 г. составил **0,2%**.

Уровень инфляции в России достигал минимума **6,1%** в 2011 году, а по итогам 2015 г. составил **12,9%**, что необходимо учитывать при анализе экономических показателей проекта, приводимых в условно постоянных ценах (очищенных от инфляции).

Это означает, что вследствие инфляционных процессов эффективность проекта для владельца бизнеса будет выше запланированных значений.

2.2. АНАЛИЗ РЫНКА НЕФТИ В РФ

Нефть, а также ее переработка – это базовый сектор всей российской экономики.

России принадлежит более 6% всех разведанных запасов нефти в мире. Ежегодное производство сырой нефти в Российской Федерации составляет более 12% от всего мирового ее производства.

Рисунок 2. Крупнейшие месторождения нефти и центры переработки.



Более 160 предприятий занимаются добычей нефти в нашей стране, а более 80% всего объема добычи обеспечивают 9 нефтедобывающих холдингов.

График 10. Количество предприятий, занимающихся добычей сырой нефти в РФ, 2005-2013 гг.

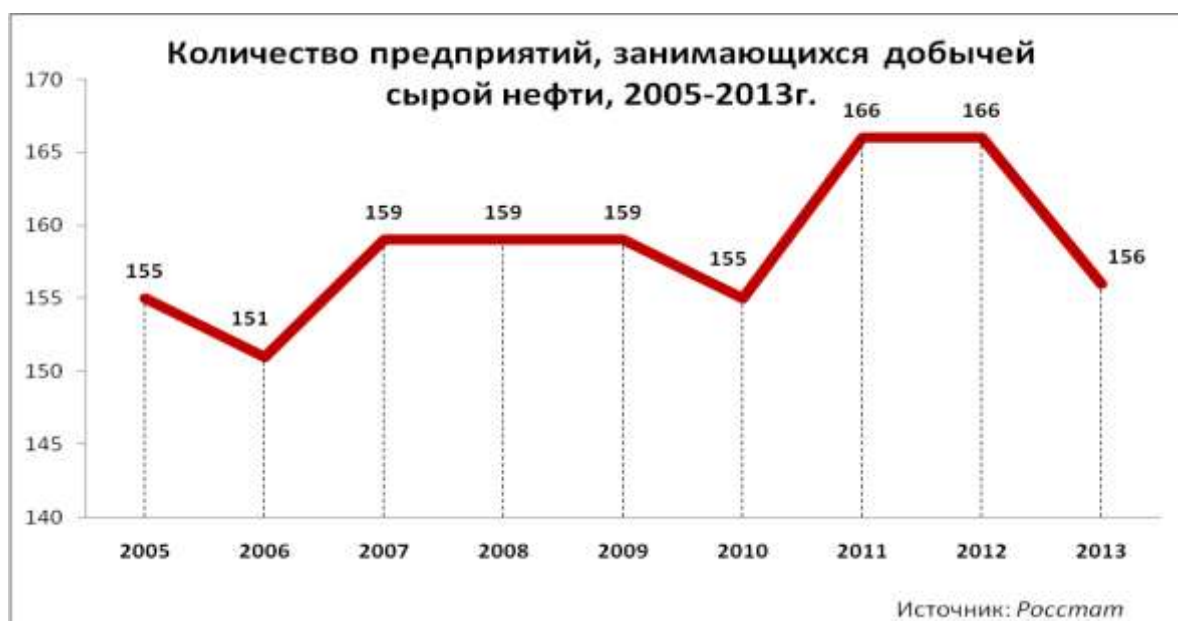
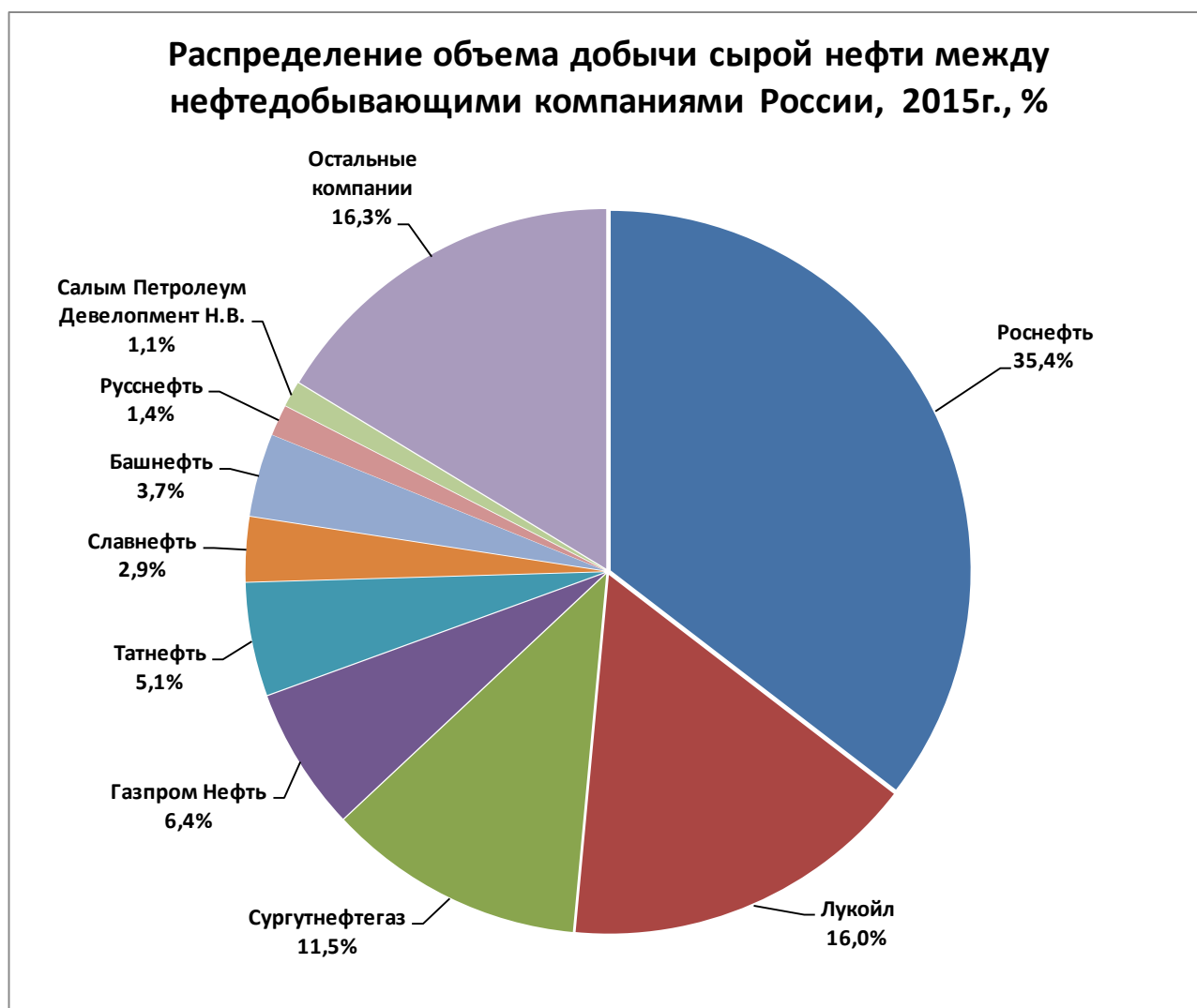


Таблица 10. Крупнейшие компании по добыче нефти в РФ, 2015.

	Компания	Млн.тонн
1	Роснефть	189,2
2	Лукойл	85,7
3	Сургутнефтегаз	61,6
4	Газпром Нефть	34,3
5	Татнефть	27,2
6	Славнефть	15,5
7	Башнефть	19,9
8	Русснефть	7,4
9	Салым Петролеум Девелопмент Н.В.	6,1

Так, ведущими нефтяными компаниями считаются Роснефть (**35,4%**) и Лукойл (**16,0%**).

Диаграмма 2. Распределение объема добычи сырой нефти между нефтедобывающими компаниями России, 2015г., %.

Около 80% нефти и газа сейчас добывается на тех месторождениях, которые известны еще со времен СССР.

Основным центром нефтяной промышленности России в наше время является Уральский ФО. Здесь добывается более 54% всей российской нефти.

Диаграмма 3. Распределение добычи нефти по федеральным округам, 2015, %.

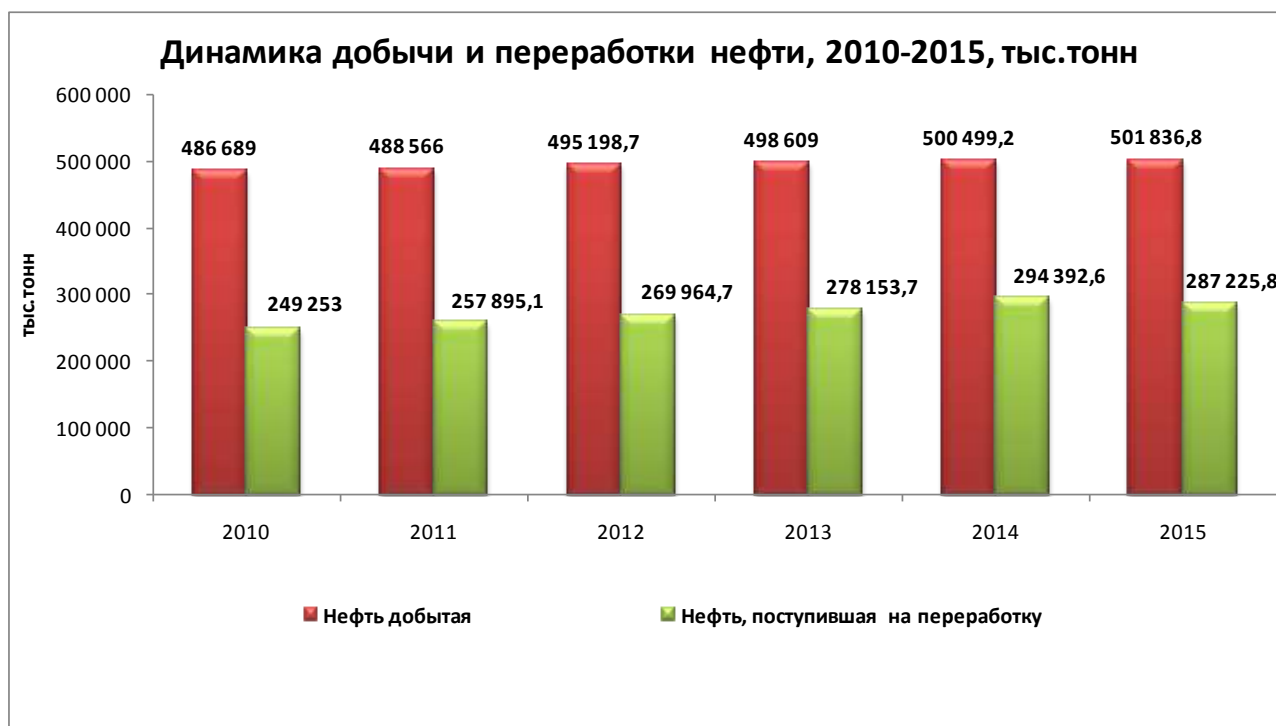


В европейской части Российской Федерации добывают немного более 30% нефти. Основной объем добывается в Поволжье – Республиках Татарстан и Башкортостан, в Самарской области.

Добыча нефти производится и в макрорегионе Восточная Сибирь: Красноярский край, Республика Саха (Якутия), Иркутская область. Кстати, согласно выводам ученых-геологов, именно данный макрорегион является наиболее перспективным в плане поиска новых месторождений нефти. За всю историю развития нефтяного комплекса Восточной Сибири подтверждаемость открытия точных месторождений при разбуривании структур составляет 26%.

Также, еще с прошлого века нефть добывается и на Северном Кавказе (Грозненская и Майкопская нефтегазоносные области — Республики Чечня и Адыгея).

По данным Росстата, объем добытой нефти составил **501,8** млн. тонн, **57%** всей добытой нефти поступает на переработку.

Диаграмма 4. Динамика добычи и переработки нефти, 2010-2015, тыс.тонн.

Нефтяные компании не слишком активно вкладываются в разведку. По данным Роснедр, 2010 по 2014 год бурить стали на 25% меньше. При этом российские власти постоянно борются за расширение континентального шельфа, на котором также можно добывать нефть. В 2014 году ООН одобрила заявку на анклав в Охотском море — теперь шельф на этом участке считается российским. Весной 2015 года Россия подала заявку на расширение своего шельфа в Арктике. По предварительным оценкам, этот шельф может содержать около 5 миллиардов тонн условного топлива. Какую долю в этом объеме составляет нефть — неизвестно.

Есть нефтяные ресурсы — это вся нефть, хранящаяся в российских недрах. Большая часть ресурсов (90%) относится к категории неизвлекаемых. Вся остальная часть — это нефтяные запасы. Часть этих запасов разведана, часть — нет. Если говорить о разведанных запасах, их объем, по оценке Министерства природных ресурсов, на 2014 год составил 18 миллиардов тонн — речь идет о месторождениях, которые изучены с помощью бурения. Еще есть категория участков, на которых наличие нефти подтверждается не бурением, а научными расчетами. Расчеты дают менее точную оценку возможных объемов нефти. По данным Минприроды, на таких участках можно добыть почти 11 миллиардов тонн. По оценкам компании British Petroleum (их ежегодный обзор считается наиболее авторитетным источником сведений о мировых запасах нефти), доказанные запасы нефти в России составляют 12,7 миллиарда тонн.

Таблица 11. Список нефтяных и конденсатных месторождений России.**Крупнейшие Российские месторождения нефти**

Месторождение	Год открытия	Глубина залегания, м	Предполагаемые полные запасы, млн. т.	Остаточные извлекаемые запасы, млн. т.	Добыча, тыс. т./сут.	Всего добыто, млн. т.	Оператор
Самотлорское	1965	1600—2400	7100	1000 (2004)	422 (1980) 67 (2011)	2630 (2012)	Роснефть
Ромашкинское	1948	1600—1800	5000	400 (2004)	15,2 (2008)	3000	Татнефть
Приобское	1982	2300—2600	5000	1700 (2005)	110 (2011)	313 (2012)	Роснефть, Газпром нефть
Лянторское	1965		2000	380 (2004)	26 (2004)		Сургутнефтегаз
Фёдоровское	1971	1800—2300	1800	189,9	23 (2011)	571 (2012)	Сургутнефтегаз
Салымская группа (в том числе Правдинское, Салымское, Северное, Верхнее, Западное, Ваделыпское)			1800		24,7 ((1).2007)		Роснефть, Салым Петролеум Девелопмент (Shell/Sibir Energy)
Уренгойское газонефтеконденсатное	1966		свыше 1500		27 (2007)		Газпром

Мамонтовское	1965	1900—2500	1400		96 (1986) 20 (2007)	561 (2012)	Роснефть
Красноленинская группа (в том числе Каменное, Талинское, Ем-Ёговское, Северо-Каменное, Пальяновское, Ингинское, Восточно-Ингинское, Поттымско-Ингинское, Елизаровское, Лебяжье)			1200			60 (2012)	ТНК-ВР/Лукойл/Газпром
проект Сахалин-5			до 1500		0 (2008)		Роснефть/ТНК-ВР
Курмангазы (с Казахстаном)			1100				Роснефть/КазМунайГаз
Ново-Елховское			1000				Татнефть
Повховское			800	105 (2005)	16 (2005)	200 (2012)	Лукойл
проект Сахалин-3			700		0 (2008)		распределено частично, Роснефть(2007)
Приразломное (ХМАО)			658			70 (2012)	Роснефть
Великое	2014		500				Газпром Нефть
Южное Хыльчую			490				Лукойл
Туймазинское	1937	1000—1700	480		2,5 (2004)	300 (1983)	Башнефть

Северо-Рогожниковское			430	100 (2011)			Сургутнефтегаз
Бавлинское							Татнефть
Русское газонефтяное			400				Газпром
Арланское			400				Башнефть
Астраханское газоконденсатное			400				Газпром
Северо-Долгинское			350				не распределено (2007)
Вать-Еганское			325	180 (2005)	22,5 (2005)	190 (2012)	Лукойл
проект Сахалин-1 (Чайво,Одопту, Аркутун- Даги)			307				ExxonMobil/Роснефть/ ONGC/SODECO
Нижнечутинское			273				Timan Oil & Gas
Ванкорское			260				Роснефть
Южно-Долгинское			260				Лукойл
Тевлинско-Русскинское			250	140 (2005)	31 (2005)	170 (2012)	Лукойл
Юрубчено-Тохомское			240				Роснефть

Усинское			236	80 (2005)	5,8 (2005)		Лукойл
Южно-Ягунское			222	104 (2005)	12 (2005)		Лукойл
Имени Владимира Филановского			220		0 (2009)		Лукойл
Верхнечонское			202		22,5 (2014)	7 (2014)	ТНК-ВР/Роснефть
Имилорское	1981			193			Лукойл
Покачёвское			185	50 (2005)	9,3 (2005)		Лукойл
проект Сахалин-2			182		10 (2008)		Газпром/Shell /Mitsui/Mitsubishi
Западно-Матвеевское			180				Лукойл
Савостьяновское			160				Роснефть
Харьягинское			160	130 (2005)	7,5 (2005)		Лукойл
Спорышевское			151	54,6 (2007)			Газпромнефть
Малобалыкское			150		30 (2011)	100 (2012)	Роснефть
Лодочное	1985	1680—2890	130				Самотлорнефтегаз
Ярегское вязконфетное			130		1,3 (2001)		Лукойл

Возейское			127	30 (2005)	2,9 (2005)		Лукойл
Урьевское			119	42 (2005)	5,3 (2005)		Лукойл
Ковыктинское			115				Газпром
Талаканское нефтегазовое			105		4 (2008)		Сургутнефтегаз
Ишимбайское			100	0			Башнефть
Усть-Балыкское			100				Роснефть
Южно-Сургутское			100				Сургутнефтегаз
Западно-Сургутское			100				Сургутнефтегаз
Грозненские (Гудермесское, Малгобек-Горское, Старогрозненское, Новогрозненское			100				Роснефть
Комсомольское нефтегазоконденсатное			81		5,4 (2007)		Роснефть
Имени Юрий Корчагина			80		0 (2008)		Лукойл
Северо-Покачёвское			76		2,4 (2009)		Лукойл
Холмогорское			70				Газпром нефть
Чаяндинское			68				Газпром

нефтегазоконденсатное							
Дружное			63	20 (2005)	3,8 (2005)		Лукойл
Ангаро-Ленское газовоконденсатное			62				Газпром
Нивагальское			61	45 (2005)	3,5 (2005)		Лукойл
Нонг-Еганское			57	28 (2005)	4,2 (2005)		Лукойл
Хвалынское нефтегазоконденсатное			53		0 (2009)		Лукойл
Когалымское			53	30 (2005)	6,7 (2005)		Лукойл
Памятно-Сасовское			52	23 (2005)	6,9 (2005)		Лукойл
Южно-Тамбейское газоконденсатное			50		0 (2008)		Ямал СПГ
Сарматское нефтегазоконденсатное			50		0 (2009)		Лукойл
Приразломное			70				Газпром нефть
Уньвинское			43	20 (2005)	3,2 (2005)		Лукойл
Еты-Пуровское			40				Газпром нефть
Тазовское			40				Газпром

Юрчукское			37		0,9		Лукойл
Ключевое			36	18 (2005)	4 (2005)		Лукойл
Западно-Малобалыкское			35		4,1 (2009)		РуссНефть
Утреннее (Салмановское) газоконденсатное			34		0 (2008)		не распределено (2008)
Верх-Тарское			32		3,7 (2005)		ТНК-ВР
Штокмановское газовое			31				Газпром
Ямбургское			30				Газпром
Лугинецкое			27				Роснефть
Южно-Шапкинское			23	20 (2005)	4,1 (2005)		Лукойл
Кравцовское			21		1,5 (2005)		Лукойл
Марковское			20				Иркутская НК
Тэдинское			16	14 (2005)	2,4 (2005)		Лукойл
Ярактинское			15				УстьКутНефтегаз
Кочевское			14	11 (2005)	2,9 (2005)		Лукойл
Средне-Хулымское			13	9 (2005)	3,0 (2005)		Лукойл

Бованенковское			10				Газпром
Лонг-Юганское			10				Лукойл
Пашшорское	1975		10		2,0 (2010)		Лукойл
Южно-Русское			6				Газпром/BASF
Южно-Ляминское	2009	2895—2930		2,3 (2009)			Сургутнефтегаз
Варьеганское газонефтяное месторождение							
Верхне-Шапшинское нефтяное месторождение							
Вынгапуровское нефтегазоконденсатное месторождение							
Вынгаяхинское газонефтяное месторождение							
Жирновское нефтегазовое месторождение							
Западно-Мессояхское нефтегазовое месторождение							ТНК-ВР, Газпромнефть
Западно-Ракушечное	2008						Каспийская нефтяная

нефтяное месторождение							компания (Роснефть, Лукойл, Газпром)
Западно-Тэбукское нефтяное месторождение							
Заполярье нефтегазоконденсатное месторождение	1965						Газпром добыча Ямбург
Карпёновское нефтегазоконденсатное месторождение							
Коробковское нефтегазовое месторождение							
Крайнее нефтяное месторождение							
Куюмбинское нефтяное месторождение							ТНК-ВР, Газпромнефть
Лаявожское нефтегазоконденсатное месторождение							
Луцкаяхское	2011						
Лыдушорское	1990						ООО «НК Северное сияние»
Мангазейское нефтяное							

месторождение							
Мегионское нефтяное месторождение							
Муравленковское нефтяное месторождение							
Мухановское нефтяное месторождение							
Назымское нефтяное месторождение							
Нижне-Шапшинское нефтяное месторождение							
Новогоднее нефтяное месторождение							
Новоелховское нефтяное месторождение							
Пальниковское нефтяное месторождение							
Пограничное нефтяное месторождение							
Покровское нефтяное месторождение							
Русско-Реченское							

нефтеконденсатное месторождение							
Соболевское нефтяное месторождение							
Средне-Шапшинское нефтяное месторождение							
Сугмутское нефтяное месторождение							
Сузунское нефтегазовое месторождение							
Суторминское нефтяное месторождение							
Тагульское нефтегазоконденсатное месторождение							
Тяжинское нефтяное месторождение							ТНК-ВР
Уренское нефтяное месторождение							ТНК-ВР
Усть-Тегусское нефтяное месторождение							ТНК-ВР
Харасавэйское нефтегазоконденсатное							Газпром добыча Надым

месторождение							
Центральное нефтегазоконденсатное месторождение	2008						СП ЦентрКаспнефтегаз (Лукойл, Газпром, Казмунайгаз)
Чекмагушское нефтяное месторождение							
Шаимское нефтяное месторождение							
Шкаповское нефтяное месторождение	1953	1600 – 2100					
Южно-Балыкское нефтяное месторождение							
Юрхаровское нефтеконденсатное месторождение							
Юрьевское нефтяное месторождение							
Яро-Яхинское нефтеконденсатное месторождение							

На сегодняшний день разрабатываемые крупнейшие месторождения по объемам разведанных природных запасов нефти вывели Россию на 7-е место в мире. Основные месторождения - это Самотлорское, Ромашкинское, Приобское, Лянторское, Фёдоровское, Мамонтовское.

Самотлорское

Самое крупное месторождение нефти в России находится на 6-м месте в мировом списке. Долгое время его местоположение считалось государственной тайной. В настоящий

момент эта информация больше не является секретной. Разработки на нём ведутся уже более 45 лет, его использование продлится до конца XXI века. Разведано в 1965 году. Экспедицией руководил В.А. Абазаров. Начало эксплуатации: 1969 г. Местоположение: Нижневартовский район Ханты-Мансийского АО. Геологические запасы: около 7 100 000 000 тонн. Извлекаемые запасы: около 2 700 000 000 тонн. Способ добычи: буровые вышки на искусственно созданных островах, кустовое бурение. За годы эксплуатации было добыто более 2 300 000 000 тонн углеводородов. В настоящий момент на месторождении проводятся работы по интенсификации добычи. Планируется построить более 570 новых скважин. Основная часть разработок принадлежит НК «Роснефть».

Ромашкинское

Относится к Волго-Уральскому нефтегазоносному бассейну. Является стратегически важным для страны. В течение нескольких десятилетий подряд служит своеобразным «полигоном» для испытания новых технологий нефтедобычи. Открыто в 1948 году бригадой С. Кузьмина и Р. Халикова. Начало эксплуатации: 1952 г. Местоположение: Лениногорский район, г. Альметьевск, Татарстан. Геологические запасы: около 5 000 000 000 тонн. Извлекаемые запасы: около 3 000 000 000 тонн. Способ добычи: метод внутриконтурного заводнения, бурение турбобуром на воде. Из недр месторождения уже извлечено более 2 200 000 000 тонн нефти. На 2010 год объём разведанных запасов составляет 320 900 000 тонн. Разработку ведёт «Татнефть».

Приобское

Многопластовое низкопродуктивное месторождение. Обладает большим потенциалом, но для его реализации требуются значительные финансовые вложения. Разработку осложняет заболоченность территории, затопляемость, близкое расположение мест нереста рыб. Разведано в 1982 году. Начало эксплуатации: 1988 год. Местоположение: Ханты-Мансийский АО, г. Ханты-Мансийск. Геологические запасы: 5 000 000 000 тонн. Извлекаемые запасы: 2 400 000 000 тонн. Способ добычи: технологии гидравлического разрыва пластов, бурение на воде. Месторождение относится к Западно-Сибирскому нефтегазоносному бассейну. Более 80% его находится в пойме реки Обь. Уже извлечено около 1 350 000 000 тонн углеводородов. Разработку ведут компании «Роснефть» и «Газпром нефть».

Лянторское

Считается одним из самых сложных для разработки российских месторождений. Относится к Западно-Сибирской нефтегазонадной провинции. Разведано в 1965 году. Начало эксплуатации: 1978 год. Местоположение: Ханты-Мансийский АО, Сургутский район, г. Лянтор. Геологические запасы: 2 000 000 000 тонн. Извлекаемые запасы: 380 000 000 тонн. Способ добычи: девятиточечная обращённая система разработки, фонтанный способ эксплуатации скважин. Основной оператор месторождения – ОАО «Сургутнефтегаз».

Фёдоровское

Относится к Сургутскому своду, юго-восточная часть Чернореченского поднятия. Входит в класс гигантских месторождений. Открытие: 1971 год. Начало эксплуатации: 1971 год. Местоположение: Ханты-Мансийский АО, г. Сургут. Геологические запасы: 2 000 000 000 тонн. Извлекаемые запасы: 189 900 000 тонн. Способ добычи: горизонтальное бурение, ГРП, физико-химический метод обработки призабойной зоны, и т.д. Является основой ресурсной базы «Сургутнефтегаза». С момента ввода в эксплуатацию на месторождении добыто более 571 000 000 тонн нефти.

Мамонтовское

Относится к классу крупных. Залежи углеводородов находятся на глубине примерно 2 – 2,5 км. Разведано в 1965 году. Руководитель экспедиции – И.Г. Шаповалов. Начало эксплуатации: 1970 год. Местоположение: Ханты-Мансийский АО, г. Пыть-Ях. Геологические запасы: 1 400 000 000 тонн. Извлекаемые запасы: 93 400 000 тонн. По своему геологическому строению месторождение является сложным. С начала эксплуатации выкачано 561 000 000 тонн нефти. Разработка в данный момент ведётся компанией «Роснефть».

В нашей стране есть перспективные места, где добыча может достичь больших объемов. В 2013 году было открыто месторождение Великое. По первоначальным оценкам, геологические запасы нефти в нём приближаются к 300 000 000 тонн. Точной информации о том, какая часть из этого объёма углеводородов является извлекаемой, пока нет. Великое – одно из самых крупных нефтяных месторождений, открытых на суше за последние десятилетия. Лицензию на его разработку получила компания «АФБ». Вероятно, в качестве партнёров она будет привлекать и других операторов. В 2015 году планируется начать освоение Баженовской свиты — это самое крупное сланцевое месторождение России. Нефть из сланца извлекать очень трудно, для этого требуется привлечение экспортного оборудования. Но планы могут передвинуться в связи с санкциями, наложенными на РФ. В 2014 году — открыто новое месторождение, названное «Победа», в Карском море — 100 000 000 тонн.

В начале 2015 года в Роснедрах назвали целый ряд проблем, которые мешают пополнять нефтяные запасы. При низких мировых ценах на сырьё, при снижающемся спросе, нефтяным компаниям сложно находить ресурсы для добычи трудноизвлекаемой нефти. Есть и политические факторы — из-за санкций сейчас некоторые российские нефтяные компании не могут брать кредиты за рубежом и вкладывать эти средства в развитие. Кроме того, часть компаний отрезаны от поставок иностранного оборудования для добычи трудноизвлекаемой нефти. Также в ведомстве говорят о внутрироссийских проблемах — в частности, недостаточной либеральности законодательства. В Роснедрах считают, что компаниям нужно разрешить вести поиски там, где они считают нужным, и позволить с минимальным вмешательством государства решать, что делать с открытыми месторождениями — продать или разрабатывать.

2.3. ЭКСПОРТ СЫРОЙ НЕФТИ, 2000-2015, ТН

Нефть и продукты ее переработки выступают важнейшим экспортным ресурсом России. Удельный вес экспорта нефти в общем объеме российского экспорта в 2015г. составил 26,1%, в экспорте топливно-энергетических товаров - 41,5% (в 2014г. соответственно 30,9% и 44,5%).

В 2015 году страна экспортировала **244,5** млн. т сырой нефти. Это на 9,4% больше показателя 2014 года.

График 11. Динамика экспорта сырой нефти, 2000-2015 гг, в тоннах.



В стоимостном же выражении заметно резкое падение показателя экспорта, так по сравнению с 2014 годом он снизился на 41,8% и составил в 2015 году **89,6** млрд. долларов.

График 12. Динамика экспорта сырой нефти, 2000-2015, в тыс. долл.**Таблица 12. Экспорт сырой нефти, 2000-2015гг, в тоннах и тыс.долл.**

		2000	2001	2002	2003
Нефть сырая	Тонна	144 496 362	164 643 265,1	187 479 760,3	223 786 249,3
	Тысяча долларов	25 284 100,3	25 004 145,9	28 771 723,8	38 897 202,9

		2004	2005	2006	2007
Нефть сырая	Тонна	257 625 727	252 464 999	248 462 051,2	258 579 011,1
	Тысяча долларов	58 306 314	83 438 637	102 284 587,1	121 502 874,5

		2008	2009	2010	2011
Нефть сырая	Тонна	243 114 367,5	247 550 365	247 048 377,62	244 338 740,44
	Тысяча долларов	161 160 306	100 634 568,06	134 757 269,64	179 140 096,83

		2012	2013	2014	2015
Нефть сырая	Тонна	239 963 827,7	236 615 312,2	223 457 902,3	244 521 089,1
	Тысяча долларов	180 929 710,8	173 668 254,1	153 895 512,8	89 587 722,3

Основным рынком, который зависит от российской нефти, остается Европа. Так, сегодня в страны дальнего зарубежья направляется более 80% всего экспорта российской нефти. На долю стран СНГ приходится около 9% экспортируемой сырой нефти.

В свою очередь, поставки черного золота на рынок Азиатско-Тихоокеанского региона постепенно увеличиваются. Преобладают здесь поставки нефти в Китай, которые и обеспечивают основной прирост. Поставки нефти в США заметной роли не играют.

Главным рынком сбыта российской нефти и в будущем останется Европа.

2.4. ЦЕНЫ НА НЕФТЬ

Нефть марки Brent является образцовым для большинства мировых видов нефти, в связи с чем стоимость остальных сортов базируется именно на цене ресурса Brent. К данным маркам, в том числе, относится российская Urals, котируемая с дисконтом к марки Brent.

График 13. Цены на нефть марки Brent, 05.2007 – 05.2016.

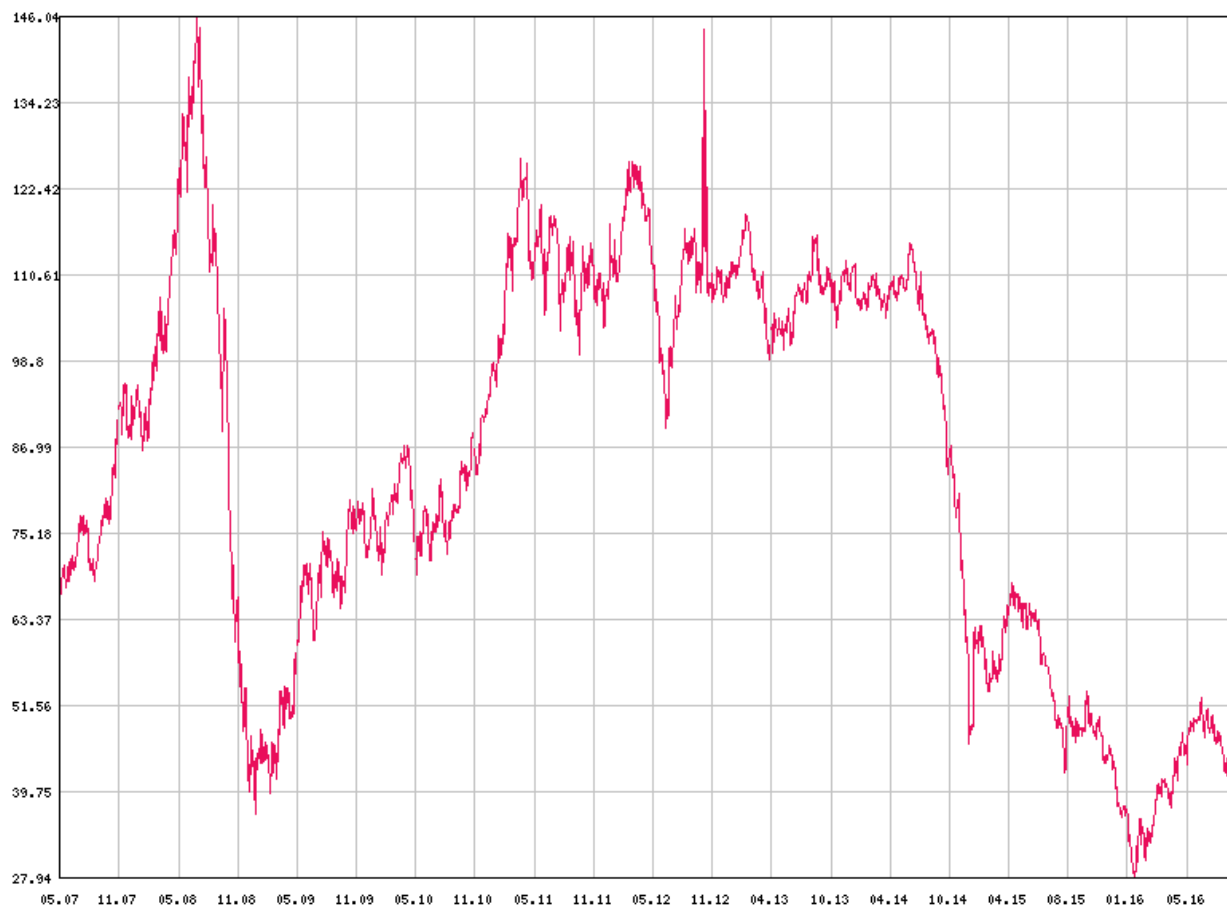


График 14. Курс USD ЦБ РФ, 05.2007 – 05.2016.

Состав сорта Brent формируется из нескольких типов нефте-сырья, добываемого на Шотландском и Норвежском морских побережьях на базе месторождений шельфового типа. Данный ресурс характеризуется невысоким содержанием серы, поэтому Brent относят к легким сортам, в отличие от отечественной Urals, которая считается нефтью утяжеленного типа по причине более высокого содержания серного вещества.

Динамика цен на нефть официально складывается на Лондонской фьючерсной электронной площадке ICE Futures, а уже на базе данных котировок устанавливается стоимость фьючерсного контракта на данный товар, обращаемого в России на Московской Бирже (ММВБ-РТС). Такому фьючерсу присвоен код «BR», а его курс приближен к официальной лондонской цене.

Нефтяная промышленность для России имеет ключевое значение – ввиду того что страна богата соответствующими природными ресурсами, данная сфера широко развита, а это отражается в наличии множества компаний, специализирующихся на видах деятельности напрямую связанных с нефтью – Сургутнефтегаз, ГАЗПРОМ, Татнефть, ЛУКОЙЛ, Транснефть и прочие. Цена акций таких компаний в основном движется в такт со стоимостью нефти, а так как нефтяной сектор занимает весомую часть относительно российского фондового рынка в целом, то и индекс ММВБ (он же общий барометр рынка) имеет корреляцию с ценой нефти Brent.

Цена ресурса Brent до 2000 г. не превышала 30\$ за баррель. Исторический минимум за данный период был зафиксирован на уровне 9.03\$ в декабре 1998 г.

За последующие восемь лет (2000-2008 гг.) цена возросла почти в пять раз с 30\$ до 148.4\$, достигнув пика в июле 2008 г., но в результате мирового кризиса всего полгода спустя (декабрь 2008 г.) стоимость вернулась к уровню 36.6\$ за баррель. Восстановить позиции удалось достаточно быстро и в марте 2012 г. Brent торговалась по цене выше 120\$.

В январе-августе 2014 г. средние цены на нефть марки Brent составляли 107,75 доллара за баррель. В конце лета стало отмечаться падение спроса на топливо в США и Китае, при этом возникло избыточное предложение из-за высоких уровней добычи нефти в США и поставок из Саудовской Аравии. Также в конце августа после годового перерыва возобновились поставки нефти из Ливии.

11 сентября 2014 г. был опубликован ежемесячный доклад Международного энергетического агентства (МЭА), в котором был понижен прогноз мирового спроса на нефть в 2014 г. с 92,9 до 92,6 млн баррелей в сутки. После этого началось снижение цены на нефть, которое ускорилось в начале октября после публикации обзора мировой экономики Международного валютного фонда (МВФ), в котором был снижен прогноз по глобальному росту в 2014 г. с 3,4 до 3,3%, а также негативного прогноза по спросу на нефть Управления энергетической информации США.

14 ноября в очередном докладе МЭА прогноз спроса на нефть в 2015 г. был сокращен до 92,6 млн баррелей в сутки, что ускорило падение котировок. 31 декабря 2014 г. котировки достигли 55,27 доллара за баррель, таким образом, за год цены на нефть упали на 51%.

5 января 2015 года цены на Brent упали ниже 50 долларов, минимальная цена была отмечена 13 января - 45,13 доллара за баррель.

После этого началось временное восстановление котировок: 1 февраля цены вернулись на уровень 50 долларов за баррель, 13 февраля нефть стала стоить дороже 60 долларов за баррель, после чего колебалась на уровне 55-60 долларов. Максимальное значение цены на нефть марки Brent за год была зафиксирована 13 мая - 66,33 доллара за баррель.

Нефтяные котировки возобновили падение во второй половине июля. Это было вызвано кризисом на фондовом рынке в Китае, планами Ирана по увеличению экспорта нефти после снятия санкций и данными о том, что в США продолжают вводить в строй новые добывающие мощности.

4 декабря 2015 г. страны ОПЕК вновь отказались снижать квоты на добычу нефти. Уже 8 декабря 2015 г. цены на торгах впервые опустились ниже уровня 40 долларов за баррель. 6 января 2016 г., после продолжившегося падения индексов на биржах Китая, цена на Brent опустилась ниже 35 долларов за баррель.

13 января 2016 г. биржевые цены на Brent впервые с начала кризиса опустились ниже 30 долларов за баррель, однако через несколько минут вернулись на уровень выше этой отметки. Снова этот психологический рубеж был преодолен 15 января.

В середине февраля 2016 года в столице Катара Дохе министры нефти Саудовской Аравии, Катара, Венесуэлы, входящие в ОПЕК, и министр энергетики России Александр Новак высказали готовность сохранить в среднем в 2016 году добычу нефти на уровне января текущего года, если другие страны-производители нефти присоединятся к этой инициативе. Цены на нефть Цена нефти Brent отреагировала падением ниже \$34 за баррель.

По данным на 31 марта 2016 года стоимость фьючерса на нефть марки Brent с поставкой в мае 2016 г. на бирже в Лондоне составила \$39,71 за баррель.

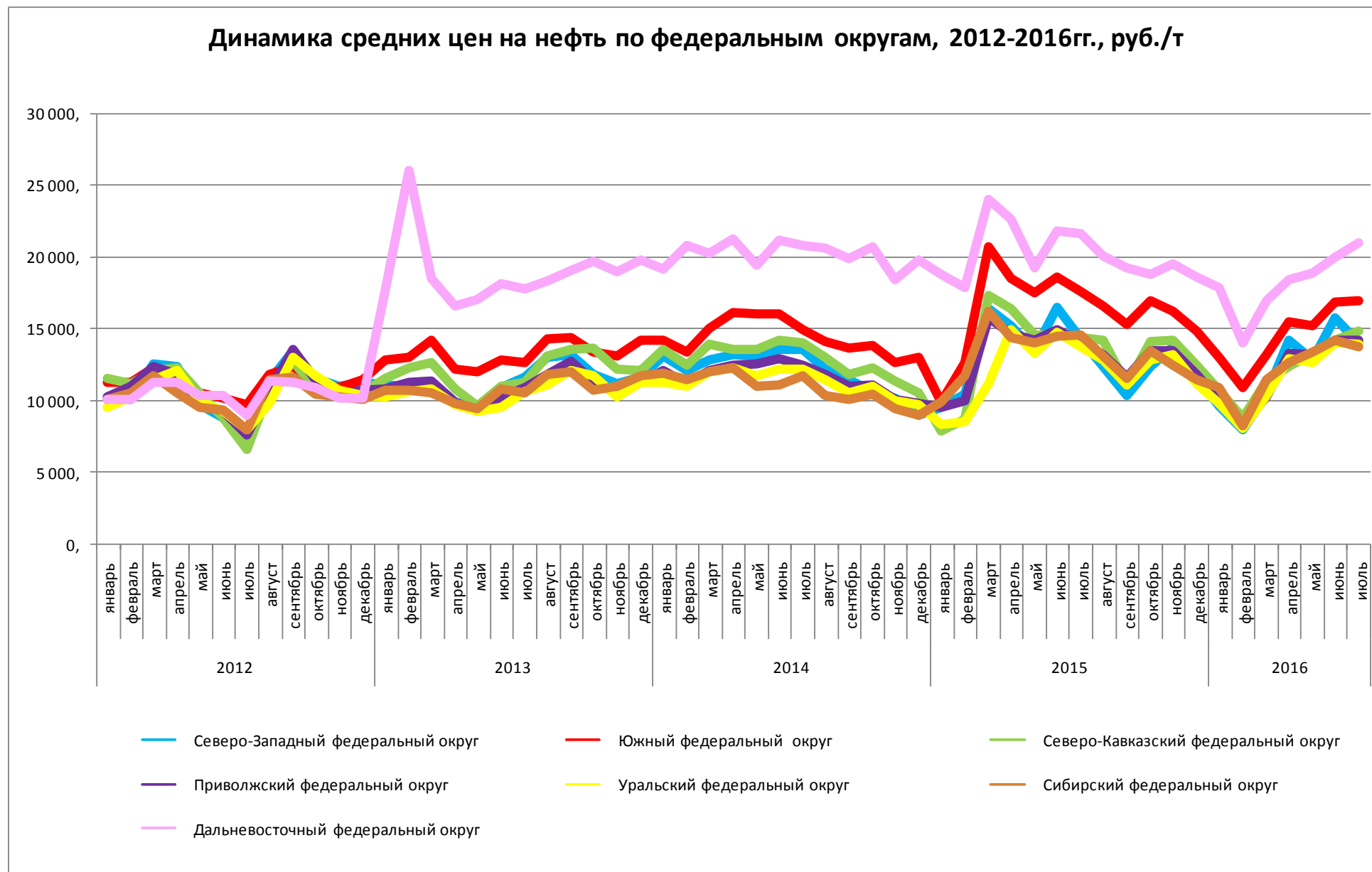
По мнению главы ОПЕК Мухаммеда бен Салех ас-Сада, принимая во внимание имеющиеся у стран-экспортеров нефти запасы углеводородов, а также спрос на рынке, 65 долларов за баррель – справедливая цена нефти, которая постепенно установится на рынке осенью 2016 года. Однако для этого нефтепроизводители должны сесть за стол переговоров по вопросу сокращения объемов добычи.

По мнению специалистов Газпромнефть, есть следующие причины сохранения низких цен на рынках углеводородов в 2015 г:

- Рост добычи нефти странами ОПЕК;
- Устойчивость добычи нефти вне ОПЕК;
- Риски замедления экономик Азии и мира;
- Опасения дефицита хранилищ нефти.

График 15. Динамика средних цен на нефть в РФ, 2012-2016гг., руб./т.

Источник: Росстат

График 16. Динамика средних цен на нефть по федеральным округам, 2012-2016гг., руб./т.

2.5. КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ



Нефтепродукты — смеси углеводородов, а также индивидуальные химические соединения, получаемые из нефти и нефтяных газов. Процесс нефтепереработки - это многоступенчатый процесс физической и химической обработки сырой нефти, результатом которого является получение целого спектра нефтепродуктов разной степени сложности.

Существует три основных направления переработки нефти: топливное, топливно-масляное и нефтехимическое.

При топливном направлении нефть перерабатывается на моторные и котельные топлива.

При топливно-масляной переработке наряду с моторными топливами получают различные сорта смазочных масел, поэтому для их производства выгодней использовать нефть с высоким содержанием масляных фракций.

Нефтехимическая или комплексная переработка нефти предусматривает, наряду с топливами и маслами, производство сырья для нефтехимии: ароматические углеводороды, парафины, сырье для пиролиза и др., а также выпуск продукции нефтехимического синтеза.

Выбор конкретного направления переработки нефти и ассортимента выпускаемых нефтепродуктов определяется качеством сырой нефти. Нефтеперерабатывающая промышленность вырабатывает более 500 наименований газообразных, жидких и твердых нефтепродуктов. Их принято классифицировать по назначению. Основными и наиболее известными группами нефтепродуктов являются:

- Моторные топлива в зависимости от принципа работы двигателя подразделяют на: карбюраторные (авиационные и автомобильные бензины), реактивные и дизельные.
- Энергетические топлива: газотурбинные и котельные.
- Нефтяные масла: смазочные и несмазочные (несмазочные масла предназначены не для смазки, а для применения в качестве рабочих жидкостей в тормозных системах, трансформаторах, конденсаторах и т.п.).

Кроме того, существуют следующие группы нефтепродуктов:

- Углеродные и вяжущие материалы: нефтяные коксы (применяются для изготовления электродов и коррозионноустойчивой аппаратуры), битумы (дорожное строительство - в виде асфальта, а также производство электро- и гидроизоляционных материалов) и нефтяные пеки (изготовление электродов).
- Нефтехимическое сырье: ароматические углеводороды (бензол, толуол, ксилолы, нафталин и др., применяются для получения красителей и фармацевтических препаратов, в качестве растворителей), сырье для пиролиза - разложения химических соединений при нагревании, парафины и церезины (жидкие парафины служат сырьем для получения белково-витаминных концентратов, синтетических жирных кислот и поверхностно-активных веществ).
- Нефтепродукты специального назначения подразделяются на: термогазойль (сырье для производства технического углерода), консистентные смазки, осветительный керосин, присадки к топливам и маслам, деэмульгаторы, элементную серу, водород и др.

Рисунок 3. Сырая нефть и продукты ее переработки.

Основные продукты нефтепереработки

Основными продуктами нефтепереработки являются:

- Нефтехимикаты (Пластмассы);
- Асфальт;
- Дизельное топливо;
- Мазут;
- Бензин;
- Керосин;
- Сжиженный нефтяной газ (СНГ);
- Нефтяные масла;
- Смазочные материалы;
- Парафин;
- Дёготь.

Конечные продукты нефтепереработки

Нефтеперерабатывающие заводы составляют смеси нефтепродуктов, добавляют необходимые присадки, обеспечивают кратковременное хранение и подготавливают их для загрузки на грузовики, баржи, корабли и вагоны.

Газообразное топливо, такое как пропан.

Жидкое топливо проходит смешивание автомобильное и авиационное горючее, керосин, различные виды топлива для авиационных турбин, дизельные топлива получают путем добавления цветных присадок, детергентов, антидетонационных присадок, оксигенатов и фунгицидных добавок в соответствующих пропорциях).

Смазки - светлые машинные масла, моторные масла и различные смазочные материалы получают путем добавления стабилизаторов вязкости в необходимых количествах. Парафин, используется, наряду с прочим, при упаковке замороженных пищевых продуктов.

Сера (или серная кислота), побочные продукты очистки нефти, могут содержаться в количестве до нескольких процентов в виде органических серосодержащих включений. Сера и серная кислота — полезные промышленные материалы.

Сыпучий дёготь доставляется на упаковочные заводы для дальнейшего использования в многослойной мягкой кровле с верхним покрывным слоем из дёгтебетона и других нужд.

Асфальт — используется как связующее вещество для щебня при изготовлении асфальтобетона, который используется при строительстве дорог, и т. д.

Нефтяной кокс, используется в различных углеродных продуктах, таких как некоторые виды электродов и твердое топливо.

Нефтехимикаты или нефтехимическое сырьё, часто отправляют на дальнейшую переработку. Нефтехимикаты могут быть олефинами, их прекурсорами или различными типами ароматических нефтехимикатов.

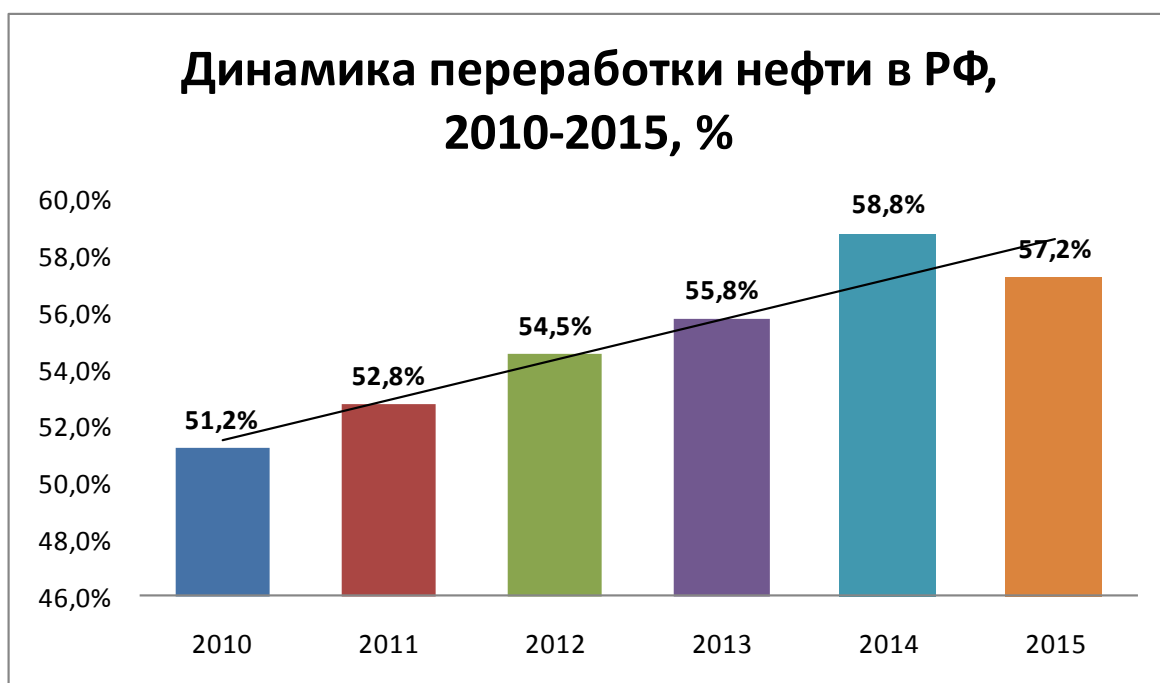
2.6. РЫНОК НЕФТЕПРОДУКТОВ В РФ

Российская нефтеперерабатывающая промышленность одна из крупнейших в мире. По общему объёму переработки нефти Россия входит в пятерку мировых лидеров, уступая лишь США и Китаю. Это место Россия напрямую унаследовала от бывшего СССР — все крупнейшие НПЗ были построены до 1991 года.

Нефтепереработка, крупнотоннажное производство, основанное на превращениях нефти, ее фракций и нефтяных газов в товарные нефтепродукты и сырье для нефтехимии, основного органического синтеза и микробиологического синтеза. Это производство представляет собой совокупность осуществляемых на нефтеперерабатывающих заводах физических и химико-технологических процессов и операций, включающую подготовку сырья, его первичную и вторичную переработку.

По данным Росстата, **287,2** млн. тонн нефти поступает на переработку - это **57%** всей добытой нефти (**501,8** млн. тонн).

Диаграмма 5. Динамика переработки нефти в РФ, 2010-2015, %.



В 2015 году в России было произведено **39,2** млн тонн автомобильного бензина, **75,9** млн тонн дизельного топлива, **71,5** млн тонн топочного мазута, **4,5** млн тонн битума нефтяного дорожного.

Таблица 13. Производство основных нефтепродуктов в РФ, 2010-2016гг., тыс. тонн.

2010												
	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Бензин автомобильный	2 969,5	2 777,4	3 078,9	2 751,4	2 903,1	2 849,8	3 069,9	3 220	3 069,4	3 116,3	3 005,6	3 204,6
Битумы нефтяные дорожные	57	98,5	187,4	343,4	391,3	453,2	511	543,7	552,2	453	208,9	99,2
Мазут топочный	6 047,2	5 493,3	6 022,3	5 311,3	5 421,3	5 404,7	5 747,3	5 880,9	5 607,1	5 806,2	6 154,2	6 459,6
Топливо дизельное	5 943,5	5 464,1	6 034,1	5 471,5	5 645,7	5 615	6 026,5	6 116,6	5 814,1	5 847,8	5 687,1	6 127,1

2011

	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Бензин автомобильный	3 071,3	2 763,4	3 028,9	2 646,9	3 008,8	3 202,6	3 365,9	3 375	3 023,9	3 038,7	3 015,6	3 259,9
Битумы нефтяные дорожные	103	146,9	186,9	309,9	437,4	566,2	645	648,9	663	590,1	228,7	110,6
Мазут топочный	6 243,9	5 676,8	6 210	5 818,8	5 929,1	6 029,8	6 221,9	5 999,4	5 590,4	6 090,1	6 455,6	6 595
Топливо дизельное	6 180,2	5 651,5	6 169,8	5 584,9	5 823,4	6 063,1	6 203,5	6 169	5 429,1	5 518,5	5 606,4	5 821,8

2012

	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Бензин автомобильный	3 176,7	3 109,3	3 160,4	2 759,3	2 920,7	3 271,5	3 292,9	3 540,9	3 136	3 050,1	3 303,3	3 459,9
Битумы нефтяные дорожные	174,5	197,4	268,5	342,4	556,3	659,4	759,7	741,7	652,3	515	246,1	201,6
Мазут топочный	6 416	6 156,7	6 340,1	6 042,9	5 659,8	5 920,5	6 056,3	6 021,8	5 799,9	6 159,1	6 503,1	6 744,8
Топливо дизельное	5 892,7	5 633	5 736,7	5 276,5	5 336,6	5 942	6 085,7	6 016,9	5 547,3	5 460,1	5 968,5	6 317,4

2013

	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Бензин автомобильный	3 369,8	3 131,7	3 312,5	2 867,3	3 075	3 277,3	3 337,6	3 483,6	3 075,1	3 249,2	3 267,4	3 348,8
Битумы нефтяные дорожные	216,6	199,3	220,5	335,3	493,3	683,9	800,8	780,4	658,4	550,7	290,1	171,3
Мазут топочный	6 715,4	6 126,2	6 478,6	5 815,2	6 411,4	6 256,7	6 547,9	6 492,8	6 140,6	6 179,7	6 620,5	7 126,3
Топливо дизельное	6 278,9	5 633,8	5 924,4	5 138,8	5 925,6	6 044,9	6 534,6	6 403,5	5 560,6	5 592,3	5 939,1	6 405,2

2014

	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Бензин автомобильный	3 355	3 076,1	3 326,4	2 835,3	3 113,3	3 186,1	3 158	3 272,7	3 133,2	2 997	3 241,5	3 552,6
Битумы нефтяные дорожные	218,3	220,4	261,5	314,2	558	662,6	691,2	691	588,9	429,6	235,4	160
Мазут топочный	6 954,1	6 395,1	7 041,9	6 232,3	6 554,3	6 485,9	6 640,9	6 636,6	6 221,8	6 670,7	7 026,8	7 205,4
Топливо дизельное	6 598,5	6 138,2	6 636,9	6 071,8	6 579,1	6 393,3	6 462,8	6 649,7	6 088	6 008,6	6 466,3	6 682,9

2015

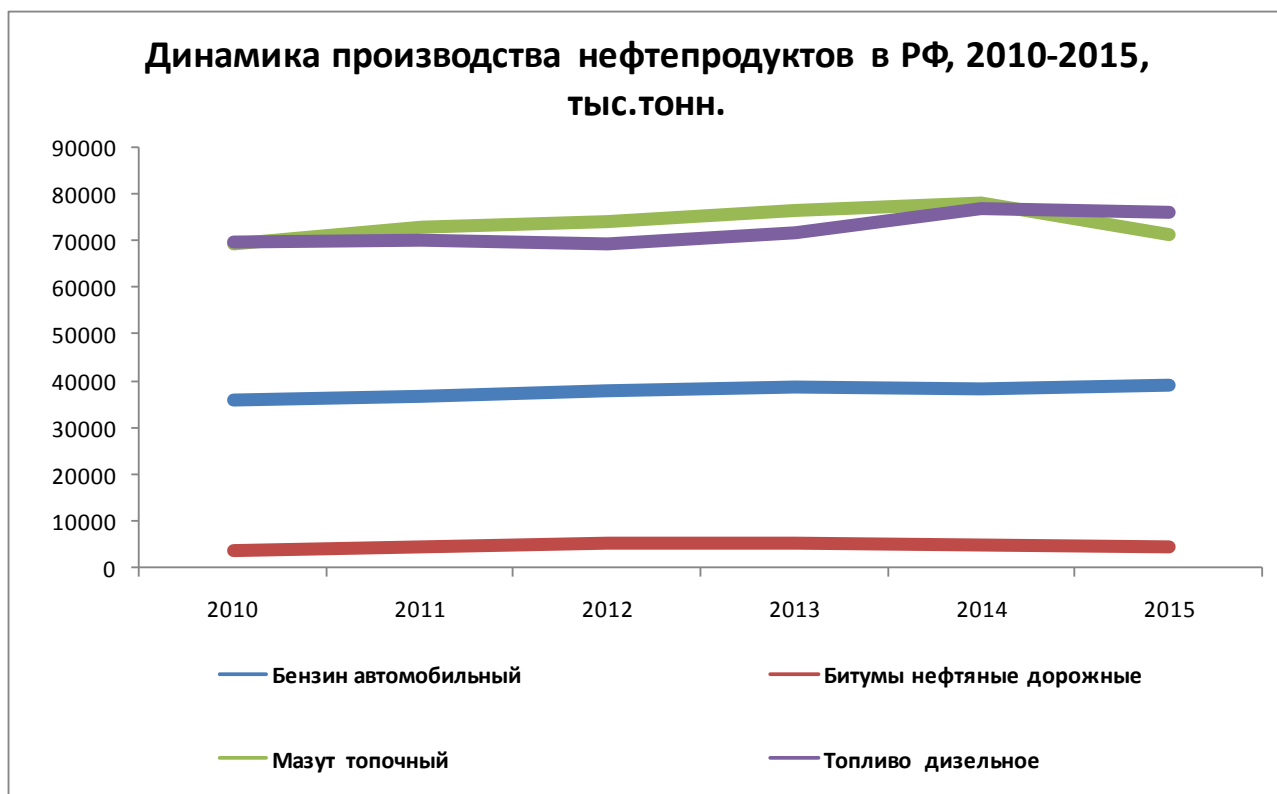
	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Бензин автомобильный	3 584,9	3 208,2	3 273,6	2 925,8	3 224,7	3 211,4	3 276,2	3 641,3	3 126,7	2 925,5	3 194,9	3 637
Битумы нефтяные дорожные	124,4	160,3	225,1	316,9	437,6	602,5	640,5	598,2	553,4	444	227,1	189,7
Мазут топочный	6 913,5	6 241,9	6 311,8	6 126,1	6 148,7	5 366,7	5 874,1	5 740,5	5 337	5 383	5 812,3	6 164,8
Топливо дизельное	6 791,4	6 287,3	6 729,7	5 870	6 386,7	6 036,1	6 523,3	6 648,8	5 880,2	5 747	6 181,6	6 714,4

2016

	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль
Бензин автомобильный	3 373,8	3 184,8	3 575,5	3 035,7	3 155,4	3 353	3 460,8
Битумы нефтяные дорожные	197	253,6	362	394,5	486,2	580	628,2
Мазут топочный	5 491,1	4 814,64	4 912,75	4 300,3	4 279,5	4 324	4 584,1
Топливо дизельное	6 415,2	6 075,5	6 442,7	6 038,9	6 274,4	6 369	6 438,4

Источник: Росстат

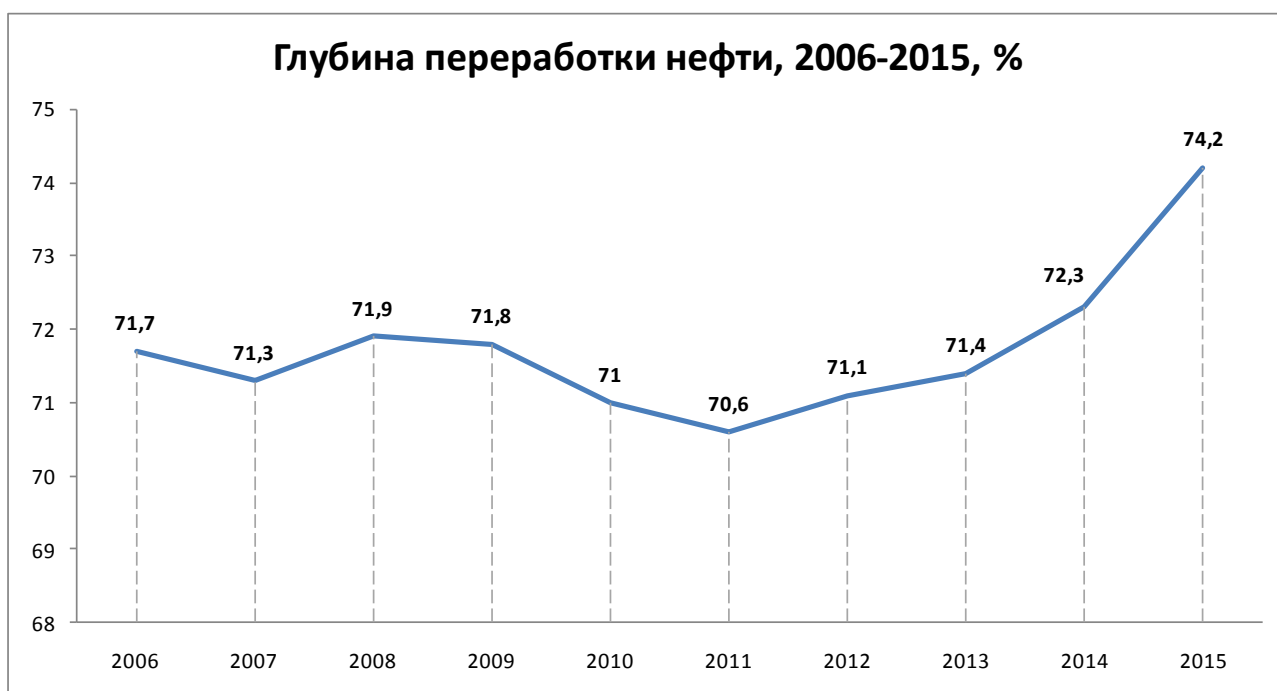
График 17. Динамика производства нефтепродуктов в РФ, 2010-2015 гг., тыс.тонн.



Источник: Росстат

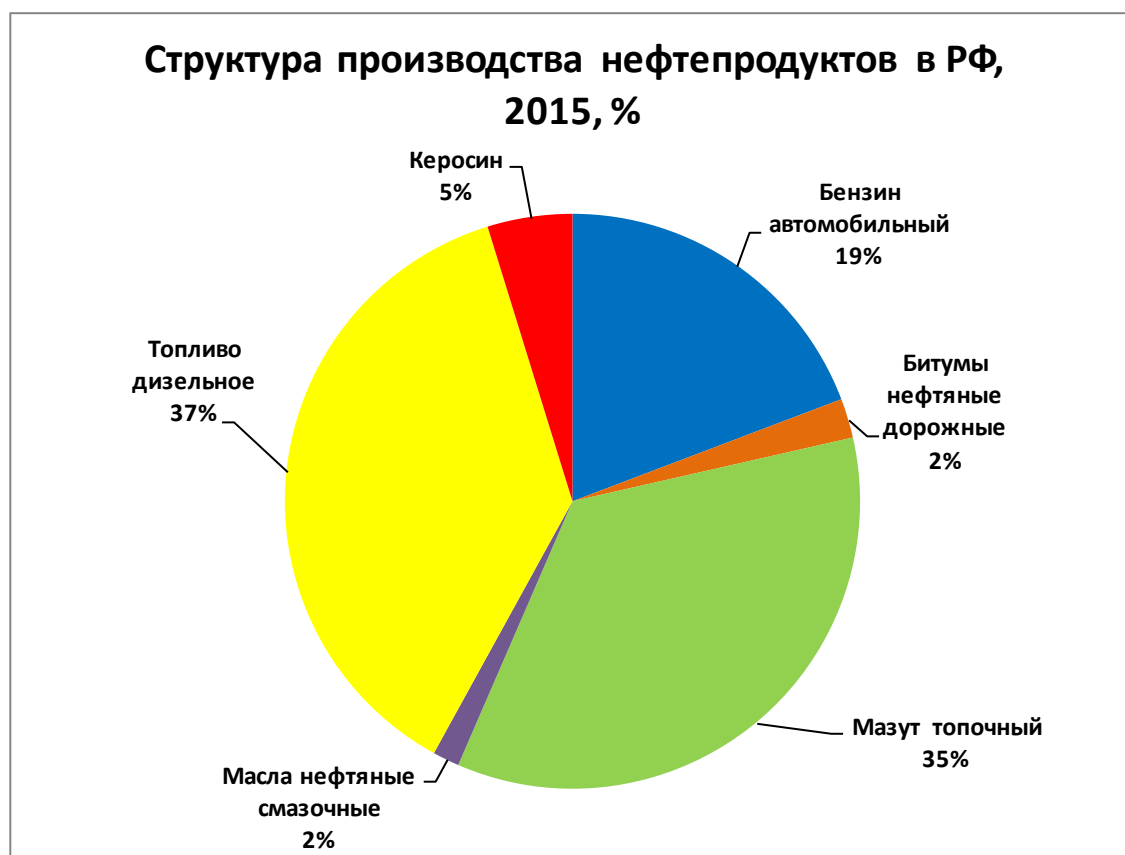
В 2015 г. в России снизился объем первичной переработки нефти на фоне роста добычи и экспорта сырой нефти. Это стало следствием совокупного влияния снижения цен на нефтепродукты и налогового маневра, который снизил привлекательность экспорта темных нефтепродуктов.

В 2015 году сократился выпуск темных нефтепродуктов по сравнению с 2014 годом, так производство дизельного топлива сократилось на 1,3%, мазута на 8,7%, производство битумов нефтяных дорожных снизилось на 10%. При этом производство бензина увеличилось на 2,3%, а глубина переработки достигла рекордного уровня -74,2%.

График 18. Глубина переработки нефти в РФ, 2006-2015 гг., %.

Источник: Минэнерго

И если по объемам перерабатываемой нефти Россия в числе лидеров, то по структуре производства нефтепродуктов и технической оснащенности заводов наша страна до сих пор отстает от стран Запада и США. Выход мазута в российской нефтепереработке в 2015 году составил 35% объема переработанной нефти, автобензина — 19%, дизельного топлива — 37%. Для сравнения: в США выход бензина составляет более 46%, дизельного топлива — 27%, мазута — всего 4%.

Диаграмма 6. Структура производства нефтепродуктов в РФ, 2015, %.

2.7. ЦЕНЫ НА НЕФТЕПРОДУКТЫ

Светлые нефтепродукты (бензин, дизельное топливо, керосин) и темные нефтепродукты (мазут, гудрон) составляют основной ассортимент рынка, а цены на нефтепродукты определяют экономическую и социальную политику практически всех развитых стран мира.

Цены на нефть определяют стоимость нефтепродуктов — бензина, дизтоплива и пр. Также на цену нефтепродуктов влияет: увеличение акцизов, инфляция.

В России в 2015 году цены производителей на бензины автомобильные выросли на 6%, на дизельное топливо — на 11,6%. Цены же на мазут топочный и битумы нефтяные дорожные, напротив, показали снижение на 24,4% и 15,4% соответственно.

График 19. Среднегодовые цены производителей на основные нефтепродукты, руб. / тн.

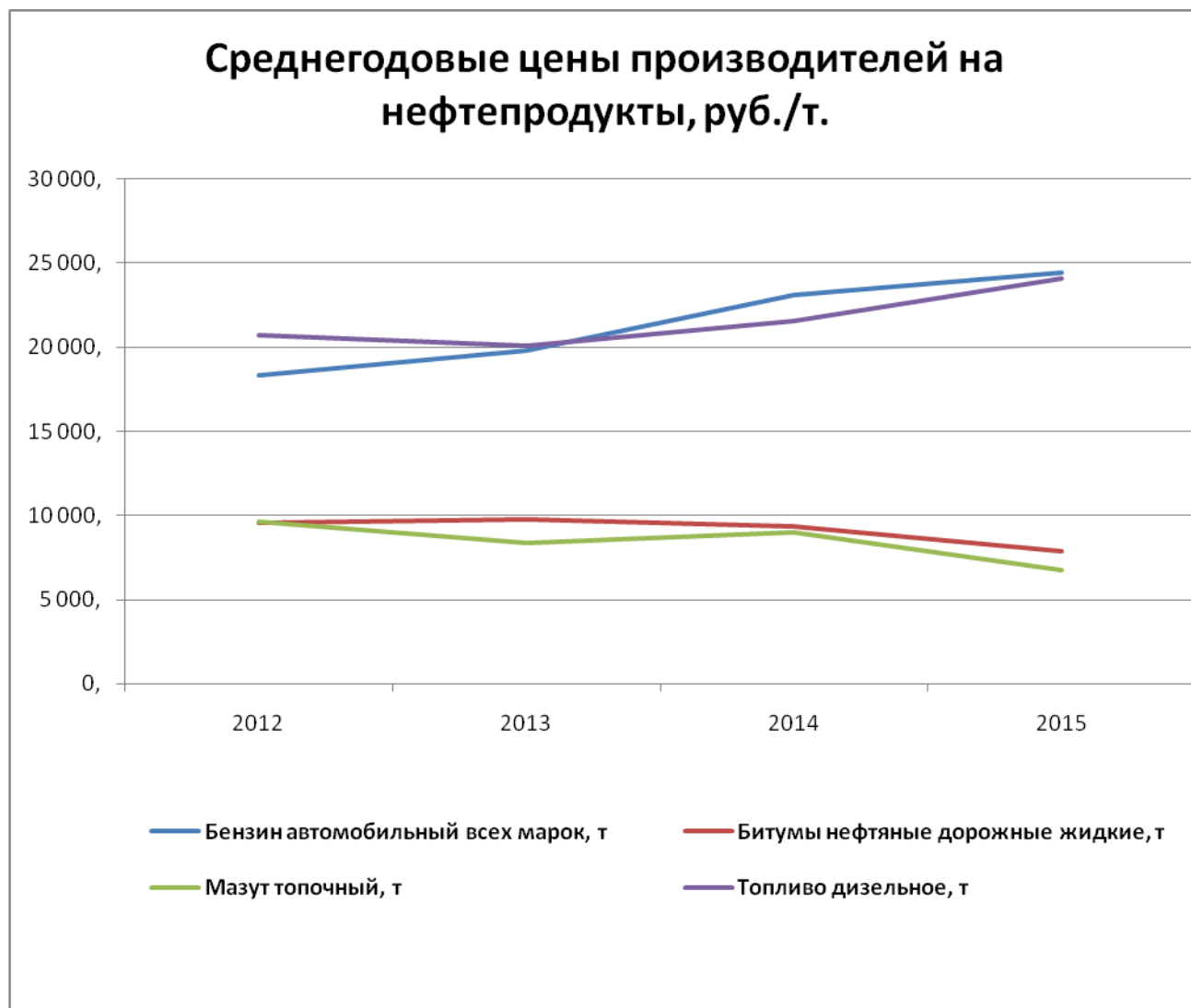


График 20. Динамика средних цен производителей на основные нефтепродукты, рублей за тонну.

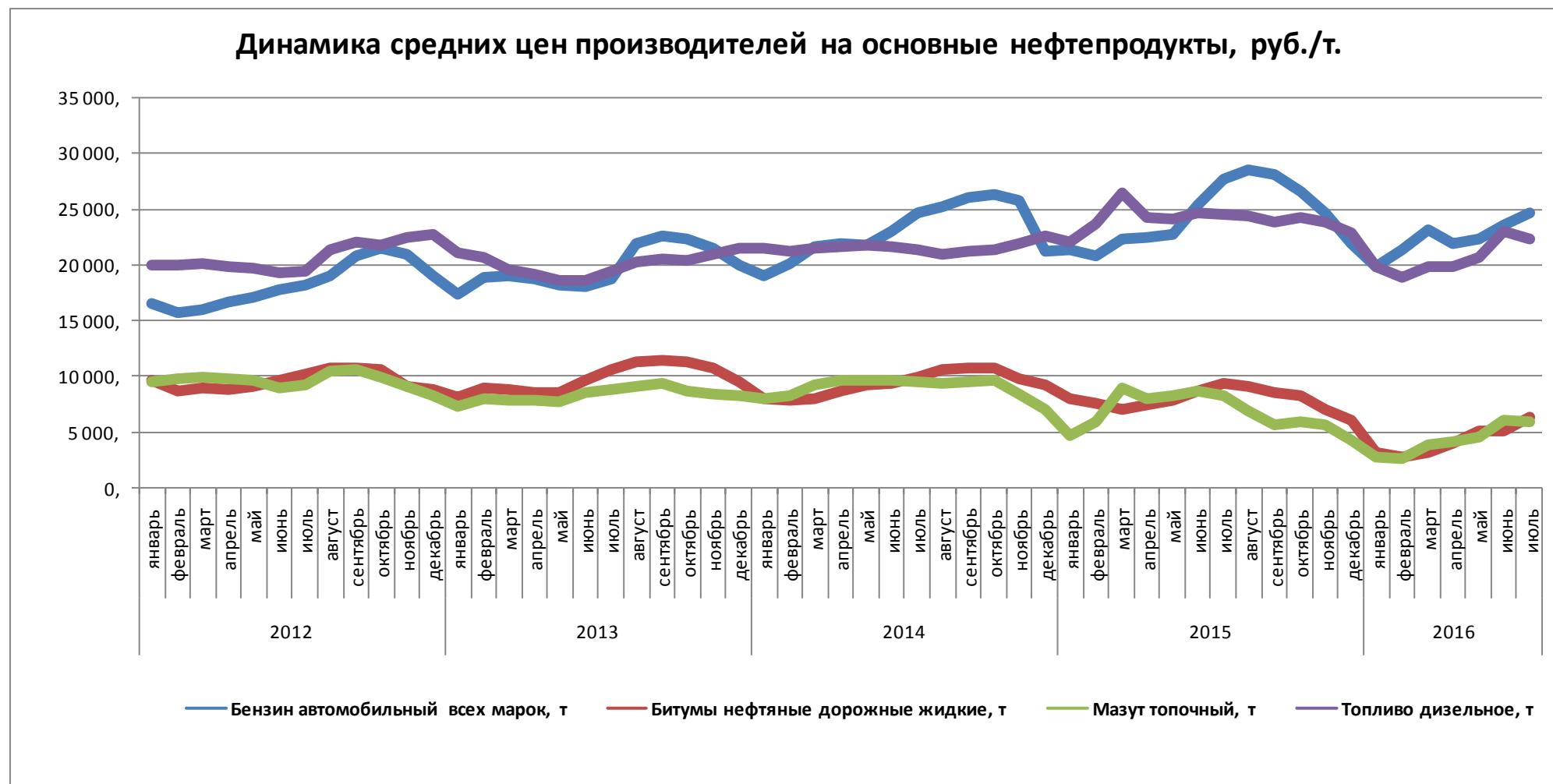


Таблица 14. Средние цены производителей на продукты нефтепереработки в РФ, 2012-2016гг, рублей за тонну.**2012**

	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Бензин автомобильный всех марок, т	16 641,48	15 761,79	16 010,58	16 663,64	17 144,5	17 835,64	18 227,46	19 055,98	20 890,84	21 605,45	21 045,58	19 068,61
Битумы нефтяные дорожные жидкие, т	9 577,07	8 657,6	8 917,57	8 823,89	9 011,19	9 660,87	10 215,84	10 691,42	10 781,89	10 533,54	9 037,7	8 739,69
Мазут топочный, т	9 510,46	9 766,74	9 906,86	9 819,95	9 683,48	9 007,68	9 266,48	10 397,07	10 598,13	9 974,9	9 160,72	8 242,81
Топливо дизельное, т	20 014,58	19 970,87	20 109,92	19 900,73	19 664,01	19 236,77	19 399,17	21 341,21	22 051,64	21 832,21	22 427,93	22 741,24

2013

	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Бензин автомобильный всех марок, т	17 365,13	18 929,49	19 019,04	18 809,74	18 220,24	18 167,21	18 820,6	22 025,99	22 674,78	22 372,72	21 489,22	19 976,34
Битумы нефтяные дорожные жидкие, т	8 135,15	8 900,08	8 844,08	8 528,32	8 535,43	9 680,56	10 563,85	11 285,14	11 400	11 272,59	10 698,07	9 423,41
Мазут топочный, т	7 368,67	8 058,85	7 844,81	7 820,39	7 751,03	8 492,52	8 865,88	9 133,15	9 362,43	8 714,71	8 459,95	8 243,86
Топливо дизельное, т	21 087,8	20 740,86	19 640,33	19 096,4	18 620,29	18 610,9	19 378,56	20 313,33	20 601,84	20 464,84	20 896,83	21 490,41

2014

	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Бензин автомобильный всех марок, т	19 084,66	20 213,33	21 650,87	21 922,55	21 877,82	23 092,33	24 694,88	25 294,44	26 102,67	26 340,85	25 782,84	21 288,32
Битумы нефтяные дорожные жидкие, т	7 914,07	7 836,62	8 023,93	8 677,48	9 229,59	9 322,35	9 842,98	10 575,2	10 761,35	10 754,83	9 805,79	9 260,57
Мазут топочный, т	7 937,36	8 296,53	9 180,08	9 669,31	9 641,62	9 583,5	9 492,59	9 424,71	9 460,69	9 620,5	8 353,23	6 978,38

Топливо дизельное, т	21 541,86	21 282,19	21 537,67	21 659,46	21 736,02	21 633,22	21 392,25	20 984,08	21 301,36	21 430,42	21 891,94	22 624,59
----------------------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------

2015

	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Бензин автомобильный всех марок, т	21 356,13	20 929,48	22 338,68	22 481,75	22 772,47	25 442,6	27 695,32	28 582,91	28 133,97	26 696,5	24 786,7	22 001,98
Битумы нефтяные дорожные жидкие, т	7 919,31	7 508,75	7 068,96	7 474,78	7 839,14	8 693,63	9 373,12	9 126,47	8 463,52	8 220,83	7 012,48	6 025,36
Мазут топочный, т	4 723,47	5 954,14	8 915	8 000,89	8 277,3	8 712	8 292,94	6 949,95	5 620,85	5 931,46	5 689,04	4 261,77
Топливо дизельное, т	22 019,84	23 672,56	26 484,86	24 214,18	24 202,73	24 683,95	24 612,94	24 383,48	23 920,94	24 297,74	23 791,91	22 872,51

	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль
Бензин автомобильный всех марок, т	19 838,35	21 390,86	23 227,72	22 029,61	22 321,96	23 688,74	24 696,25
Битумы нефтяные дорожные жидкие, т	3 183,77	2 775,31	3 137,02	4 014,31	5 123,94	5 163,57	6 382,19
Мазут топочный, т	2 856,73	2 661,8	3 827,13	4 163,64	4 612	6 061,6	5 967,29
Топливо дизельное, т	19 845,88	18 931,31	19 835,71	19 800,82	20 619,88	23 087,9	22 337,27

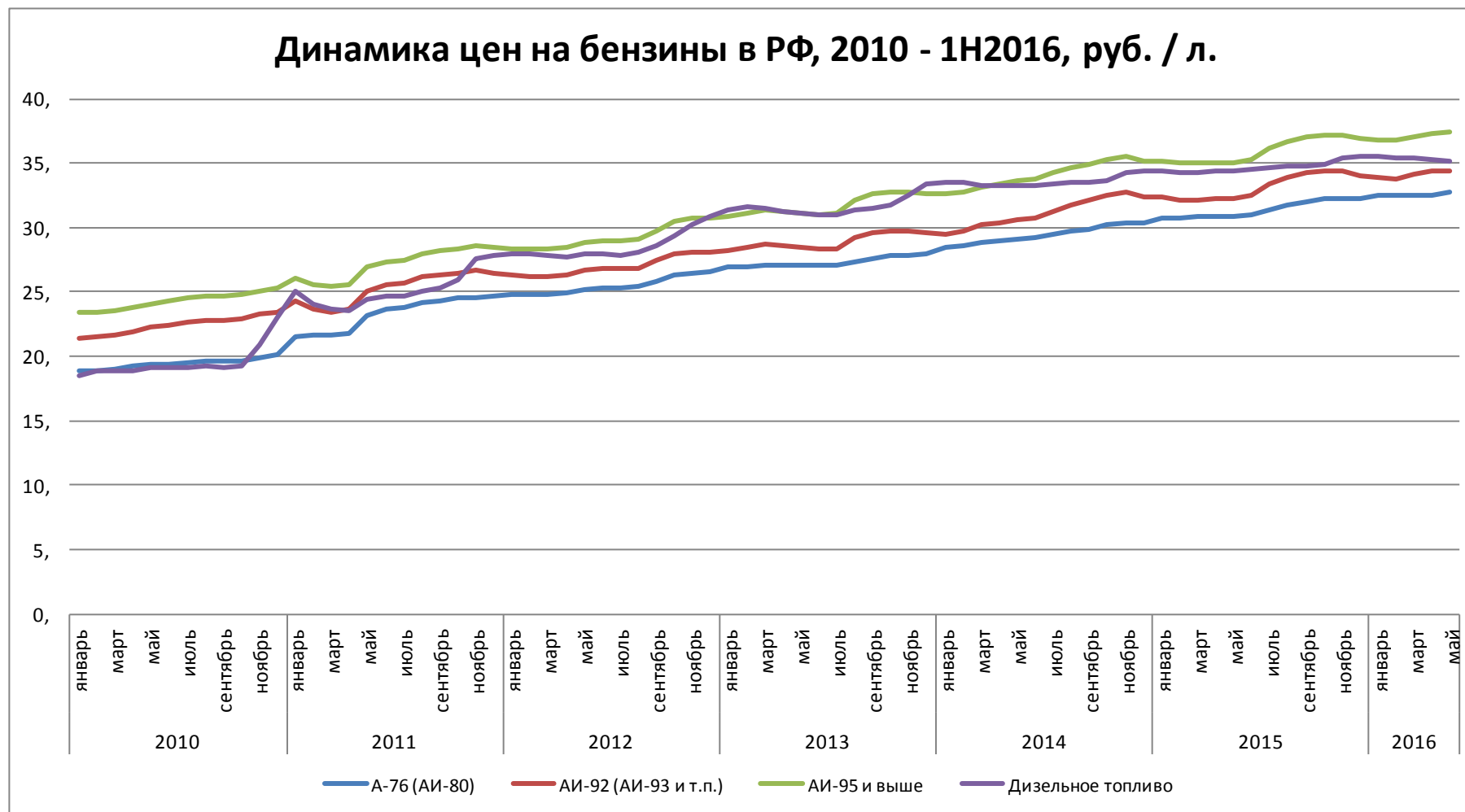
Оптовый и розничный рынки бензинов и дизтоплива в целом по России характеризуется высоким уровнем концентрации. Наибольшая концентрация отмечается в сфере производства на НПЗ – доля компаний «ТОП-4» («Роснефть», «Лукойл», «Газпром нефть», «Башнефть») составляет более **90%** по бензинам, а в сфере дизельного топлива на компании «ТОП-3» («Роснефть», «Лукойл», «Газпром нефть») приходится более **70%** рынка.

В России за 2011–2015 годы розничные цены на моторные топлива — бензин и дизтопливо — выросли **более чем на треть**, что примерно соответствует общему инфляционному росту.

Цены на моторные топлива в течение года растут неравномерно, можно выявить периоды всплесков и снижения темпов роста. Наиболее четко сезонный характер изменений можно рассмотреть на примере дизельного топлива. Так, наибольший рост цены приходится на IV квартал, который сменяется обнулением темпов роста или даже падением цен в I и II кварталы следующего года. Такая картина по динамике цен на дизельное топливо может быть связана с необходимостью перехода на зимнее дизтопливо (и сезонным пиком их потребления) и закупками на дополнительные (неавтомобильные) нужды для использования в зимний период.

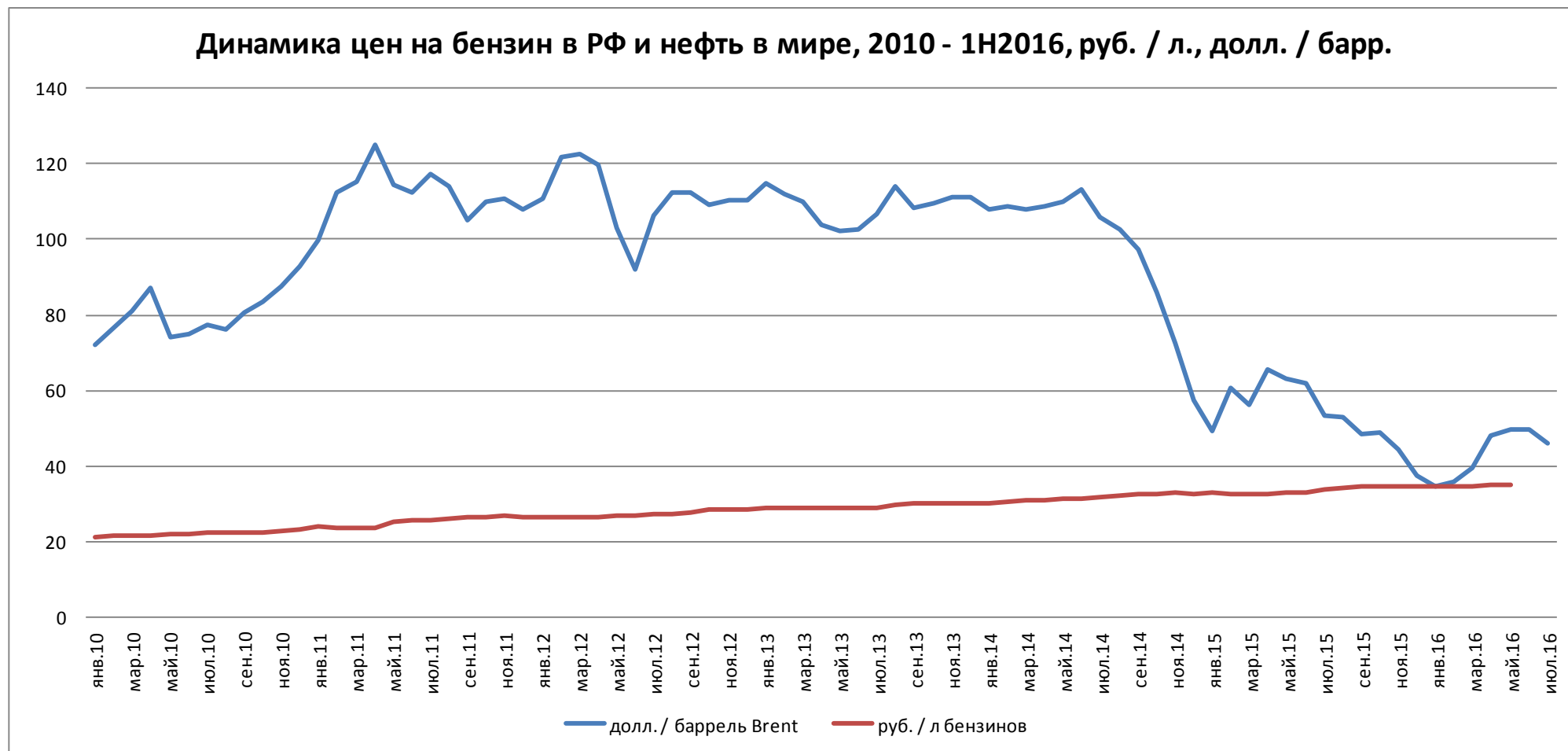
Динамика цен на бензины в течение года также имеет четкие периоды роста, хотя они менее выражены. Анализ 2011–2014 годов показывает, что цены на бензины растут сильнее всего во II и III кварталах, а I и IV кварталы характеризуются стабилизацией цен. Это объясняется сезонным характером спроса на бензины — в весенне-летний период увеличивается их потребление на личном автотранспорте, а также организациями для грузовых перевозок.

График 21. Динамика цен на бензины в РФ, 2010-1Н2016, руб. / л.



За 2011–2015 годы розничные цены на бензины AI-92 и AI-95 в среднем по стране выросли на **37%** и **38%** соответственно, а на дизельное топливо — на **44%**, что является благоприятным макроэкономическим фоном для строительства НПЗ.

График 22. Динамика цен на бензин в РФ и нефть в мире, 2010 - 1Н2016, руб. / л., долл. / барр.

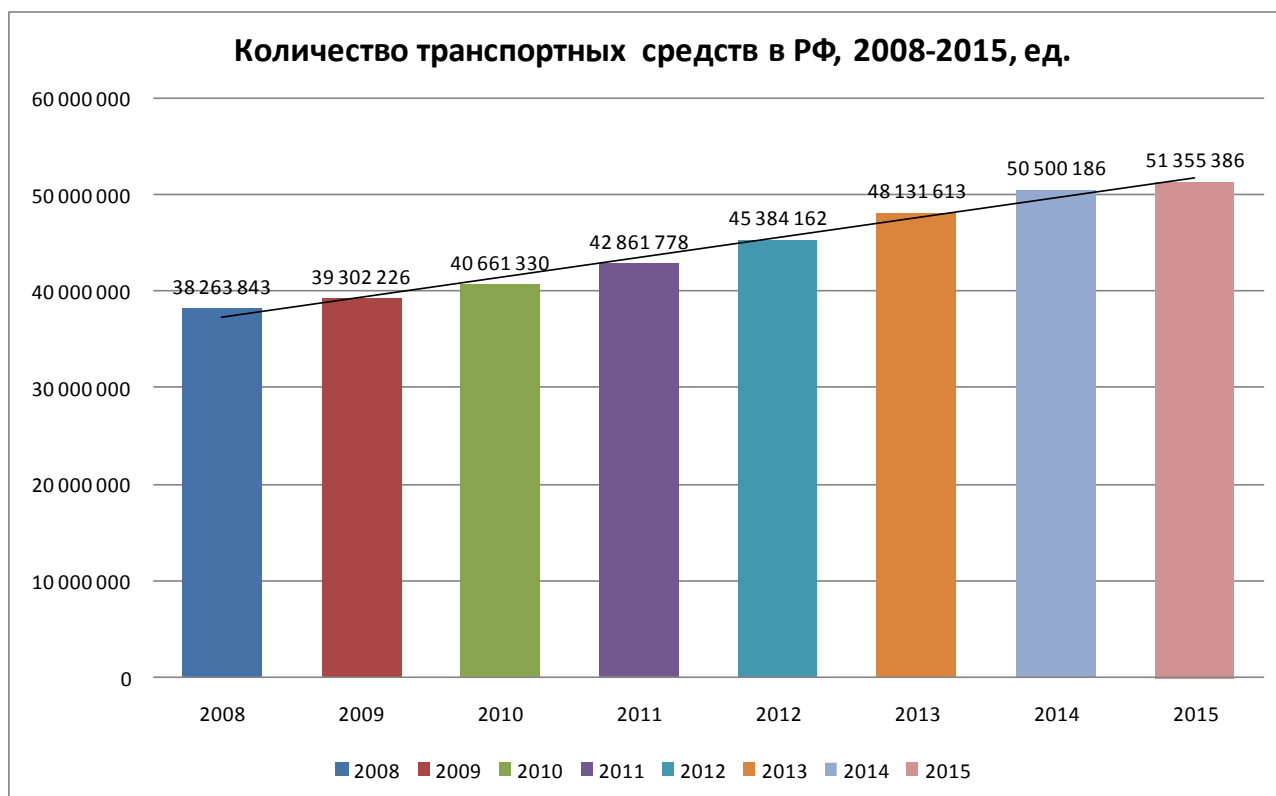


Как видно из графика, цены на бензин в России действительно не демонстрируют какой-либо взаимосвязи с мировыми ценами на нефть.

Динамика спроса на нефтепродукты внутри страны определяется в первую очередь развитием легкового автопарка. Рост автомобилизации поддерживал спрос на нефтепродукты в России в течение последних лет. Осложнение экономической конъюнктуры привело к снижению внутреннего потребления бензина и дизельного топлива в 2015 г., однако численность автопарка продолжила расти.

Число автотранспортных средств в РФ за последние годы стремительно растет. Так, по данным Росстата, общая численность автотранспортных средств на конец 2015 года составляла **51 355 386** штук, а рост по сравнению с 2014 годом составил 1,69%.

Диаграмма 7. Динамика численности автотранспортных средств в РФ, 2008-2015 гг.



Источник: Росстат.

Наибольший прирост демонстрирует сегмент легковых автомобилей – 2% в 2015 году по сравнению с 2014 годом. Общее число легковых автомобилей, зарегистрированных в РФ, составляет **44 253 108** единиц на конец 2015 года.

2.8. ЭКСПОРТ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Экспорт нефтепродуктов из РФ за 2015 год вырос на 4% - до 171,7 миллиона тонн, но в денежном выражении он составил 67,5 миллиарда долларов, что ниже показателя 2014 года на 41,8%.

График 23. Динамика экспорта нефтепродуктов, в тоннах.



График 24. Динамика экспорта нефтепродуктов, в тысячах долларов.



Экспорт нефтепродуктов в дальнее зарубежье вырос по сравнению с 2014 годом на 5,19% - до 163,2 миллиона тонн, в денежном выражении - снизился на 41,8%, до 63,348 миллиарда долларов. Экспорт в страны СНГ сократился на 14,21% - до 8,27 миллиона тонн, в денежном выражении - на 39%, до 4,05 миллиарда долларов. В том числе, бензина было вывезено 4,74 миллиона тонн, что на 13,6% больше 2014 года; доходы составили 2,481 миллиарда долларов (минус 21,5%). В страны дальнего зарубежья экспорт бензина вырос на 18,75% - до 2,449 миллиона тонн, дав 1,317 миллиарда долларов (снижение на 27,7%), в страны СНГ экспорт бензина вырос на 8,6% - до 2,297 миллиона тонн, дав 1,163 миллиарда долларов (снижение на 13,1%).

Экспорт дизельного топлива в 2015 году вырос на 7,6% - до 51,02 миллиона тонн на 25,85 миллиарда долларов (снижение на 36,6%). Экспорт в дальнее зарубежье вырос на 8,19% - до 47,82 миллиона тонн на 24,1 миллиарда долларов (снижение на 36,9%). Экспорт в страны СНГ вырос на 0,08% - до 3,2 миллиона тонн на 1,74 миллиарда долларов (снижение на 31,7%).

График 25. Экспорт нефтепродуктов, 2000-2015, в тоннах и тыс.долл.

		2000	2001	2002	2003
Нефтепродукты	Тонна	62 687 374	63 348 002,1	75 038 946,9	77 782 162,4
	Тысяча долларов	10 937 840,6	9 374 728,6	11 141 719	14 082 035,9
		2004	2005	2006	2007
Нефтепродукты	Тонна	82 600 074,4	97 003 843,7	103 522 740,1	112 274 412,8
	Тысяча долларов	19 323 967,4	33 779 528,4	44 672 224,4	52 229 827,2
		2008	2009	2010	2011
Нефтепродукты	Тонна	118 088 025,1	124 529 535,38	132 525 114,24	132 091 814,01
	Тысяча долларов	79 870 780,2	48 170 735,28	70 165 076,13	94 698 991,33
		2012	2013	2014	2015
Нефть сырая	Тонна	239 963 827,7	236 615 312,2	223 457 902,3	244 521 089,1
	Тысяча долларов	180 929 710,8	173 668 254,1	153 895 512,8	89 587 722,3

2.9. НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ЗАВОДЫ В РФ



Нефтеперерабатывающие заводы производят нефтепродукты и сырье для нефтехимии, а в последние годы также товары народного потребления. Современные нефтеперерабатывающие предприятия характеризуются большой мощностью как предприятия в целом (исчисляемой миллионами тонн в год), так и технологических процессов. Мощность НПЗ зависит от многих факторов, прежде всего от потребности в нефтепродуктах экономического района их потребления, наличия ресурсов сырья и энергии, дальности транспортных перевозок и близости соседних аналогичных предприятий. Ассортимент выпускаемых нефтепродуктов, как правило, насчитывает около сотни наименований.

По назначению НПЗ делятся на предприятия топливного и топливно-масляного профилей, а также топливно-масляного профиля с выпуском нефтехимической продукции. Наиболее важная характеристика НПЗ-глубина переработки нефти, которая определяется выходом (в расчете на нефть, % по массе) всех светлых нефтепродуктов или только моторных топлив либо, наоборот, выходом остаточного котельного топлива - мазута. Увеличение глубины переработки нефти, т.е. фактически уменьшение выхода мазута по сравнению с его естественным содержанием в сырье, может быть достигнуто с помощью различных деструктивных процессов. Их удельный вес (отношение суммарной мощности установок к мощности установок первичной переработки нефти) определяет возможности НПЗ и нефтеперерабатывающей промышленности в целом по обеспечению определенной глубины переработки.

НПЗ топливного профиля с неглубокой переработкой нефти

Такие НПЗ характерны для районов с высоким потреблением мазута. На этих предприятиях осуществляются технологические процессы:

- подготовка нефти к переработке;
- атмосферная перегонка, при которой получают бензины, керосины, дизельные топлива и мазут;

- облагораживание топлива - каталитический риформинг и изомеризация бензинов (для получения высокооктановых компонентов автомобильных топлив), гидроочистка керосинов и дизельных топлив, гидрообессеривание мазута (для получения товарных топлив с низким содержанием S). Выход последнего на таких НПЗ может достигать 50% по массе и более;
- при необходимости часть мазута может быть направлена на вакуумную перегонку с целью получения остаточных битумов или сырья для производства окисленных битумов.

НПЗ топливного профиля с глубокой переработкой нефти

Предназначены для регионов с низким уровнем потребления мазута.

Реализуемые технологические процессы:

- подготовка нефти к переработке, ее атмосферная и вакуумная перегонка;
- деструктивная переработка (каталитический крекинг и гидрокрекинг) тяжелого и остаточного сырья и облагораживание нефтепродуктов (каталитический риформинг, гидроочистка и др.). Существует большое число деструктивных процессов переработки нефтяных остатков (мазут, гудрон) в светлые нефтепродукты с целью увеличения в них соотношения водород/углерод по сравнению с исходным сырьем. Они подразделяются на процессы, обеспечивающие снижение содержания углерода (термический и каталитический крекинг, коксование, деасфальтизация);
- процессы, приводящие к возрастанию содержания водорода (разновидности гидрокрекинга). Последние характеризуются повышенным выходом и качеством нефтепродуктов, однако требуют значительно более высоких капиталовложений и эксплуатационных расходов, обусловленных необходимостью проведения процессов при высоких давлениях (15-25 МПа) в атмосфере водорода.

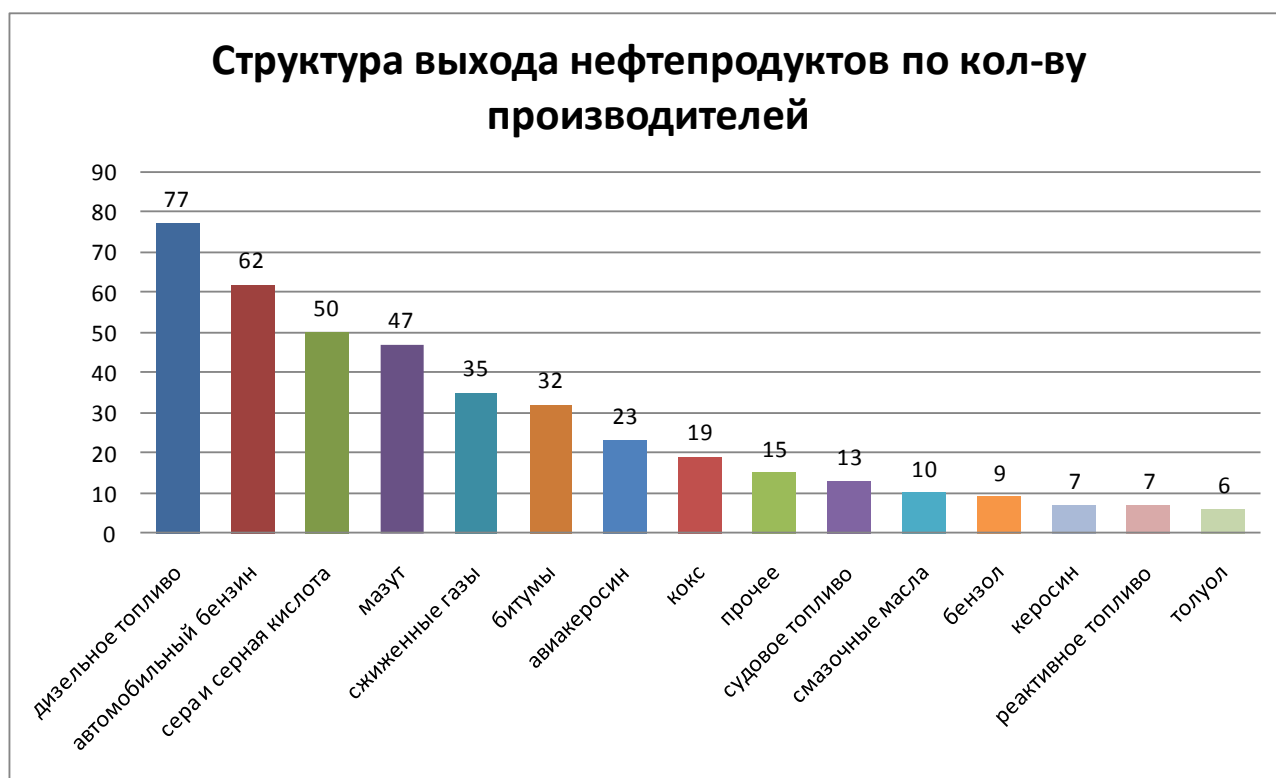
Технологическая схема переработки остатков может включать один целевой процесс либо комбинацию процессов (например, гидро-обессеривание мазута-каталитический крекинг). Выбор схемы определяется техническими и экономическими особенностями функционирования НПЗ. Известны предприятия, на которых достигается практически полное превращение нефти в светлые нефтепродукты.

НПЗ топливно-масляного профиля

На этих предприятиях осуществляются процессы: подготовка к переработке нефти и ее атмосферная перегонка; вакуумная перегонка мазута, при которой получают несколько вакуумных дистиллятов и гудрон. Дистилляты проходят последовательно селективную очистку, депарафинизацию и гидроочистку либо доочистку H₂SO₄ или с помощью отбеливающих глин. Гудроны подвергают деасфальтизации, причем образующийся деасфальтизат обрабатывают по той же схеме, что и дистиллятные фракции, а остаток (т. наз. концентрат) используют для производства битумов или в качестве сырья для газификации. После доочистки дистиллятные и остаточный компоненты направляют на компаундирование (смешение). Изменяя соотношения компонентов и вводя различные присадки, получают товарные смазочные масла.

НПЗ топливно-масляного профиля с выпуском нефтехимической продукции

На этих предприятиях в отличие от рассмотренных выше, реализованы процессы пиролиза и каталитического риформинга, обеспечивающие выработку основных видов нефтехимического сырья (низших олефинов и ароматических углеводородов), а также более или менее длинная цепочка процессов получения различных нефтехимических продуктов (спиртов, смесей олефинов и др.).

Диаграмма 8. Структура выхода нефтепродуктов по количеству производителей.

Согласно подготовленному Минэнерго РФ реестру российских НПЗ, в РФ проектируются 35 новых нефтеперерабатывающих завода, строится 5, введено в эксплуатацию 38 заводов, 1 завод на реконструкции.

Таблица 15. Реестр проектируемых, строящихся и введенных в эксплуатацию нефтеперерабатывающих заводов в РФ по состоянию на 01.04.2016г.

№	Полное наименование нефтеперерабатывающего завода	Фактический / планируемый адрес расположения нефтеперерабатывающего завода	Глубина переработки, % (на момент включения в реестр)	Перечень выпускаемой / планируемой к выпуску продукции	Статус нефтеперерабатывающего завода (введен в эксплуатацию, строящийся, проектируемый)
1	Акционерное общество «ТАНЕКО»	Республика Татарстан, г. Нижнекамск, Промзона	48	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, авиакеросин, печное топливо, сера, бензол, смазочные масла.	введен в эксплуатацию
2	Открытое акционерное общество «Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод»	г. Самара, ул. Грозненская, д. 25	60	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, нефтебитумы, сжиженные газы, сера.	введен в эксплуатацию
3	Открытое акционерное общество «Новокуйбышевский нефтеперерабатывающий завод»	Самарская обл., г. Новокуйбышевск, ул. Осипенко, д. 12, стр. 1	69	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, реактивное	введен в эксплуатацию

				топливо, нефтебитумы, серная кислота, кокс нефтяной.	
4	Открытое акционерное общество «Сызранский нефтеперерабатывающий завод»	Самарская обл., г. Сызрань, ул. Астраханская, д. 1	65	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, нефтебитумы, серная кислота, сжиженные газы.	введен в эксплуатацию
5	Общество с ограниченной ответственностью «РН-Туапсинский нефтеперерабатывающий завод»	Краснодарский край, г. Туапсе, ул. Сочинская, д. 1	92	Бензин автомобильный, топливо дизельное, реактивное топливо, сера, сжиженные газы, кокс анодный.	строящийся
6	Открытое акционерное общество «Ангарская нефтехимическая компания»	Иркутская обл., г. Ангарск	74	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, авиакеросин, нефтебитумы, серная кислота, кокс нефтяной, смазочные масла.	введен в эксплуатацию
7	Открытое акционерное общество «Ачинский нефтеперерабатывающий завод Восточной нефтяной компании»	Красноярский край, Большеулуйский р-н, промзона НПЗ	62	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, авиакеросин, сера, сжиженные газы.	введен в эксплуатацию
8	Общество с ограниченной ответственностью «РН-Комсомольский нефтеперерабатывающий завод»	Хабаровский край, г. Комсомольск-на-Амуре, ул. Ленинградская, д.115	60	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, авиакеросин, легкое судовое топливо, сжиженные газы.	введен в эксплуатацию
9	Общество с ограниченной ответственностью «Производственное объединение «Киришинефтеоргсинтез»»	Ленинградская обл., г. Кириши, шоссе Энтузиастов, д. 1	65	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, авиакеросин, нефтебитумы, сера, серная кислота, бензол, толуол, ксилолы.	введен в эксплуатацию
10	Открытое акционерное общество «Газпромнефть – Московский НПЗ»	г. Москва, Капотня, 2-й квартал, д. 1	72	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, авиакеросин,	введен в эксплуатацию

				нефтебитумы, сера, сжиженные газы.	
11	Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ - Пермнефтеоргсинтез»	г. Пермь, ул. Промышленная, д. 84	81	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, авиакеросин, нефтебитумы, сера, серная кислота, кокс нефтяной, бензол, толуол, смазочные масла.	введен в эксплуатацию
12	Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ – Волгограднефтепереработка»	г. Волгоград, ул.40 лет ВЛКСМ, 55	85	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, авиакеросин, печное топливо, сера, смазочные масла.	введен в эксплуатацию
13	Открытое акционерное общество «ТАИФ-НК»	г. Нижнекамск, промзона	74	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, реактивное топливо, нефтебитумы, сера, сжиженные газы, МТБЭ, ТАМЭ.	введен в эксплуатацию
14	Филиал Публичного акционерного общества «Акционерная нефтяная Компания «Башнефть» «Башнефть – УНПЗ»	Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Ульяновых, д. 74	76	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, сера, сжиженные газы.	введен в эксплуатацию
15	Филиал Публичного акционерного общества «Акционерная нефтяная Компания «Башнефть» «Башнефть – Новойл»	Республика Башкортостан, г. Уфа	86	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, реактивное топливо, нефтебитумы, кокс нефтяной, сера, сжиженные газы, смазочные масла.	введен в эксплуатацию
16	Филиал Публичного акционерного общества «Акционерная нефтяная Компания «Башнефть» «Башнефть – Уфанефтехим»	Республика Башкортостан, г. Уфа	92	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, нефтебитумы, кокс нефтяной, сера, сжиженные	введен в эксплуатацию

				газы, бензол, толуол, ксилолы.	
17	Открытое акционерное общество «Газпромнефть-Омский НПЗ»	г. Омск, проспект Губкина, д. 1	84	Бензин автомобильный, топливо дизельное, судовое топливо, авиакеросин, нефтебитумы, сера, серная кислота, бензол, ксилолы.	введен в эксплуатацию
18	Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ – Ухтанефтепереработка»	Республика Коми, г. Ухта, ул. Заводская, д. 11	66	Бензин автомобильный, топливо дизельное, авиакеросин, мазут топочный, нефтебитумы, сера.	введен в эксплуатацию
19	Открытое акционерное общество «Хабаровский нефтеперерабатывающий завод»	г. Хабаровск, ул. Металлистов, д. 17	64	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, судовое топливо, авиакеросин, нефтебитумы.	введен в эксплуатацию
20	Открытое акционерное общество «Саратовский нефтеперерабатывающий завод»	г. Саратов, ул. Брянская, д. 1	71	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, нефтебитумы, сера.	введен в эксплуатацию
21	Закрытое акционерное общество «Рязанская нефтеперерабатывающая компания»	г. Рязань, район Южный Промузел, д. 8	64	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, авиакеросин, нефтебитумы, серная кислота, бензол.	введен в эксплуатацию
22	Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ – Нижегороднефтеоргсинтез»	Нижегородская обл., г. Кстово, промзона	65	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, авиакеросин, нефтебитумы, сера, серная кислота, смазочные масла.	введен в эксплуатацию
23	Закрытое акционерное общество «Антипинский нефтеперерабатывающий завод»	г. Тюмень, ул. 6 км. Старого Тобольского тракта 20	62	Дизельное топливо, мазут топочный, топливо технологическое Э-2	введен в эксплуатацию
24	Общество с ограниченной ответственностью «Нефтеперерабатывающая компания «Катализ»	Иркутская обл., г. Ангарск, промзона	55	Дизельное топливо, нефтяной растворитель, мазут топочный.	введен в эксплуатацию

25	Общество с ограниченной ответственностью «ЭКОАЛЬЯНС М»	Ульяновская обл., Новоспасский р-н, с. Свирино	95	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, авиакеросин, сжиженные газы.	проектируемый
26	Открытое акционерное общество «Орскнефтеоргсинтез»	Оренбургская обл., г. Орск, ул. Гончарова, 1А	62	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, реактивное топливо, нефтебитумы, смазочные масла.	введен в эксплуатацию
27	Общество с ограниченной ответственностью «Афипский нефтеперерабатывающий завод»	Краснодарский край, Северский р-н, пос. Афипский	52	Дизельное топливо, мазут топочный, авиакеросин.	введен в эксплуатацию
28	Общество с ограниченной ответственностью «Ильский нефтеперерабатывающий завод»	Краснодарский край, Северский р-н, пос. Ильский, 55 км автодороги Краснодар-Новороссийск	59	Дизельное топливо, мазут топочный.	введен в эксплуатацию
29	Открытое акционерное общество «Новошахтинский завод нефтепродуктов»	Ростовская обл., Красносулинский р-н, с.п. Киселевское, 882 км+700м автомагистрали М-19 «Новошахтинск – майский»	47	Судовое топливо, мазут топочный.	введен в эксплуатацию
30	Общество с ограниченной ответственностью «ВСП Крутогорский нефтеперерабатывающий завод»	г. Омск, мкр. Крутая горка, Промплощадка, 1	92	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, парафины, сжиженные газы.	проектируемый
31	Общество с ограниченной ответственностью «Томскнефтепереработка»	Томская обл., Томский р-н, с. Семилужки, ул. Нефтепровод, 2	95	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный.	проектируемый
32	Общество с ограниченной ответственностью «Итатский нефтеперерабатывающий завод»	Кемеровская обл., Тяжинский р-н, пгт. Итатский, ул. Горького, 1	85	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный.	проектируемый
33	Общество с ограниченной ответственностью «Марийский нефтеперегонный завод»	Республика Марий Эл, Оршанский р-н, с. Табашино	78	Авиакеросин, мазут топочный, судовое топливо, топливо технологическое Э-4.	введен в эксплуатацию
34	Закрытое акционерное общество «НефтеХимСервис»	Кемеровская область, Яйский район	56	Дизельное топливо, стабильный бензин, вакуумный газойль, кокс нефтяной, сера товарная.	введен в эксплуатацию
35	Закрытое акционерное общество «Краснодарский нефтеперерабатывающий завод – Краснодарэконетфть»	г. Краснодар, ул. Захарова, д.2	54	Авиакеросин, дизельное топливо, мазут топочный.	введен в эксплуатацию

36	Общество с ограниченной ответственностью «Анжерская нефтегазовая компания»	Кемеровская обл., Яйский р-н, пос. Безлесный, в 150 м. к северо-востоку от Анжерской ЛПДС	62	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, кокс нефтяной, сжиженные газы.	введен в эксплуатацию
37	Общество с ограниченной ответственностью «Трансбункер-Ванино»	Хабаровский край, п. Ванино	98	Авиакеросин, топливо дизельное, судовое топливо, сера товарная, сжиженные газы.	проектируемый
38	Закрытое акционерное общество Производственная компания «ДИТЭКО»	Иркутская обл., Ангарский р-н, автодорога Новосибирск – Иркутск, 1855 км, стр. 5	50	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут, сжиженные газы.	введен в эксплуатацию
39	Закрытое акционерное общество «СибРосьПереработка»	Ленинградская обл., Гатчинский р-н, вблизи дер. Малые Колпаны, участок № 1А	85	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут, сжиженные газы.	проектируемый
40	Закрытое акционерное общество «Торжокский топливно-энергетический комплекс»	Тверская обл., Торжокский р-н, дер. Чуриково	94	Бензин автомобильный, топливо дизельное, дорожные битумы, сера, сжиженные газы.	проектируемый
41	Закрытое акционерное общество «Корпорация ОРЕЛНЕФТЬ»	Орловская обл., Верховский р-н, Туровский с/с	97	Бензин автомобильный, авиакеросин, топливо дизельное, битумы, сера, кокс, товарные масла, сжиженные газы.	проектируемый
42	Общество с ограниченной ответственностью «НПЗ Южной Бункерной компании»	Кемеровская обл., Кемеровский р-н, дер. Новая Балахонка	98	Топливо дизельное, битумы, сера.	проектируемый
43	Общество с ограниченной ответственностью «ВПК-Ойл»	Новосибирская обл., Коченевский р-н, р.п. Коченево	96	Топливо дизельное, бензин автомобильный, авиакеросин.	строящийся
44	Закрытое акционерное общество «АНТЕЙ»	Республика Адыгея, Тахтамукайский р-н, пгт Яблоновский	98	Топливо дизельное, авиакеросин, сера.	проектируемый
45	Общество с ограниченной ответственностью Волховский нефтеперерабатывающий завод""	Ленинградская обл., г. Волхов, ул. Шумская, д. 1	55	Дизельное топливо, реактивное топливо ТС-1, вакуумный газойль, судовое топливо, сера товарная.	введен в эксплуатацию

46	Закрытое акционерное общество «Восточная нефтехимическая компания»	Приморский край, Партизанский муниципальный район, падь Елизарова	92	Бензин автомобильный, авиакеросин, топливо дизельное, МТБЭ, сера, стирол, бутадиен, полиэтилен, полипропилен.	проектируемый
47	Общество с ограниченной ответственностью «Амурская Энергетическая Компания»	Амурская обл., Ивановский р-н, п. Березовка	96	Топливо дизельное, сжиженные газы, битумы.	проектируемый
48	Общество с ограниченной ответственностью «Нефтеперерабатывающий завод «Северный Кузбасс»	Кемеровская обл., Яйский р-н, пос. Безлесный	90	Топливо дизельное, автомобильный бензин, сжиженные газы, сера.	строящийся
49	Общество с ограниченной ответственностью «Западно-сибирский нефтеперерабатывающий завод»	г.Томск, Октябрьский р-н, Северный промузел	95	Топливо дизельное, керосин, сжиженные газы, сера.	проектируемый
50	Общество с ограниченной ответственностью «Южнорусский нефтеперерабатывающий завод»	Волгоградская обл., Жирновский р-н, р.п. Красный Яр	98	Топливо дизельное, автомобильный бензин, керосин, битумы, кокс, сера.	проектируемый
51	Общество с ограниченной ответственностью «Славянск ЭКО»	Краснодарский край, г. Славянск-на-Кубани, ул. Колхозная, д. 2	98	Топливо дизельное, автомобильный бензин, сжиженные газы, топочный мазут, судовое топливо, кокс, сера.	проектируемый
52	Закрытое акционерное общество «Парк промышленных технологий»	Ярославская обл., Гаврилов – Ямский р-н, с.п. Великосельское	92	Топливо дизельное, автомобильный бензин, битумы, сжиженные газы, бензол, толуол, сера.	проектируемый
53	Химический завод - филиал открытого акционерного общества «Красноярский машиностроительный завод»	Красноярский край, г. Железнодорожск, п. Подгорный, ул. Заводская, д.1	94	Топливо дизельное, автомобильный бензин, битумы, базовые масла.	проектируемый
54	Общество с ограниченной ответственностью «Сибирский Барель»	Алтайский край, Зональный р-н, с. Зональное, ул. Заправочная, д.1	96	Топливо дизельное, автомобильный бензин, битумы, сжиженные газы, бензол, толуол, сера.	проектируемый
55	Общество с ограниченной ответственностью «САМАРАТРАНСНЕФТЬ – ТЕРМИНАЛ»	Самарская обл., Волжский р-н, с. Николаевка	87	Топливо дизельное, автомобильный бензин, топочный мазут, сера.	проектируемый
56	Открытое акционерное общество «Газпром нефтехим Салават»	Башкортостан, г. Салават, ул. Молодогвардейцев, д.30	75	Бензин автомобильный, топливо дизельное,	введен в эксплуатацию

				мазут топочный, битумы нефтяные, сера техническая, толуол нефтяной, вакуумный газойль.	
57	Открытое акционерное общество «Ярославский нефтеперерабатывающий завод им.Д.И.Менделеева»	Ярославская обл., Тутаевский р-н, пос. Константиновский	86	Топливо дизельное, автомобильный бензин, топочный мазут, судовое топливо, сера.	проектируемый
58	Закрытое акционерное общество «Нефтеперерабатывающий завод Кириши 2»	Ленинградская обл., Киришский р-н, Волховское шоссе, д. 11	98	Топливо дизельное, автомобильный бензин, керосин, сжиженные газы, сера.	проектируемый
59	Открытое акционерное общество «Нефтяная компания «Туймаада-нефть»	Республика Саха (Якутия), Алданский р-н, п. Лебединый	96	Топливо дизельное, автомобильный бензин, реактивное топливо, сжиженные газы, битумы.	проектируемый
60	Открытое акционерное общество «Каменский нефтеперерабатывающий завод»	Ростовская обл., Каменский р-н, п.Чистоозерный, ул.Нефтезаводская д. 1	97	Топливо дизельное, автомобильный бензин, сжиженные газы, кокс.	проектируемый
61	Общество с ограниченной ответственностью «Промышленно-нефтяная компания «Волга-Альянс»	Самарская обл., Кошкинский р-н, ст.Погрузная	96	Топливо дизельное, автомобильный бензин, сжиженные газы, кокс.	проектируемый
62	Общество с ограниченной ответственностью «ПЕРВЫЙ ЗАВОД»	Калужская обл., Дзержинский р-н, пос. Полотняный Завод	98	Топливо дизельное, автомобильный бензин, керосин, сжиженные газы, битум.	проектируемый
63	Общество с ограниченной ответственностью «Нефтеперерабатывающий завод Барабинский»	Новосибирская обл., Куйбышевский р-н, Октябрьский сельсовет	95	Топливо дизельное, автомобильный бензин, кокс, сжиженные газы, битум.	проектируемый
64	Закрытое акционерное общество «Нафтатранс»	Краснодарский край, Кавказский р-н, ст. Кавказская	92	Топливо дизельное, автомобильный бензин, сера техническая.	строящийся
65	Общество с ограниченной ответственностью «Вторнефтепродукт»	Новосибирская обл., г. Бердск, ул. Химзаводская, д. 11	75	Топливо дизельное, автомобильный бензин, сжиженные газы, сера.	проектируемый
66	Общество с ограниченной ответственностью «НП «Нафта»	Иркутская обл., г.Ангарск, Первый промышленный массив, квартал 17, стр. 1	65	Топливо дизельное, автомобильный бензин, сжиженные	введен в эксплуатацию

				газы, сера.	
67	Общество с ограниченной ответственностью «Енисей»	Республика Коми, п.Усадор, ул.Клубная	54	Дизельное топливо, мазут топочный.	введен в эксплуатацию
68	Общество с ограниченной ответственностью «ПНК-Петролеум»	Ставропольский край, Изобильненский р-н, п. Солнечнодольск	75	Топливо дизельное, автомобильный бензин, сжиженные газы, кокс.	проектируемый
69	Общество с ограниченной ответственностью «Енисейский НПЗ»	Красноярский край, Емельяновский р-н, Шуваевский сельсовет, 20-й км. Енисейского тракта (правая сторона), участок № 38, сооружение 1	87	Топливо дизельное, автомобильный бензин, сжиженные газы, кокс.	проектируемый
70	Общество с ограниченной ответственностью «Албашнефть»	Краснодарский край, Каневской р-н, станица Новоминская	92	Топливо дизельное, автомобильный бензин, керосин, сжиженные газы, кокс.	проектируемый
71	Общество с ограниченной ответственностью «ВИТАНД-ОЙЛ»	Ленинградская обл., Волосовский р-н, пос. Молосковицы	92	Бензин автомобильный, топливо дизельное, элементарная сера	проектируемый
72	Общество с ограниченной ответственностью «ЭкоТОН»	Волгоградская обл., Светлоярский р-н, в 1,5 км по направлению на юго-запад от р.п. Светлый Яр	75	бензин автомобильный, топливо дизельное, элементарная сера	проектируемый
73	Общество с ограниченной ответственностью «Сибнефтеиндустрия»	Иркутская обл., г. Ангарск, Первый промышленный массив, квартал 17, стр. 11	75	топливо дизельное, топливо судовое маловязкое, битум нефтяной	проектируемый
74	Общество с ограниченной ответственностью ООО «ФОРАС»	Самарская обл., Сызранский р-н, в районе с. Новая Рачейка, 1-я Промзона, участки № 2, 4, 5, 6	89	автомобильный бензин, топливо дизельное, топливо судовое маловязкое, битум дорожный, сера	проектируемый
75	Нефтеперерабатывающий завод ИП Дзотов Ф.Т."	363712, Республика Северная Осетия - Алания, г. Моздок, ул. Промышленная, 18	73.90	автомобильный бензин, топливо дизельное, керосин, кокс	проектируемый
76	Общество с ограниченной ответственностью «Дагестанские новые технологии»	Республика Дагестан, г. Махачкала, ул. Шоссе Аэропорта, 1	73.90	бензин автомобильный, топливо дизельное, керосин, гудрон, кокс	строящийся
77	Общество с ограниченной ответственностью «Белгородский нефтеперерабатывающий завод»	Белгородская обл., Яковлевский р-н, г. Строитель, ул. 2-я Заводская, 23а	83.8	бензин автомобильный, топливо дизельное	реконструируемый
78	Общество с ограниченной ответственностью «Каргапольский завод нефрасов»	Курганская обл., Каргапольский р-н, р.п. Красный Октябрь, пер.Нефтебазовский, д. 1	55	Дизельное топливо, мазут топочный.	введен в эксплуатацию

79	Открытое акционерное общество «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез»	г. Ярославль, Московский пр-т, д. 130	66	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, авиакеросин, нефтебитумы, сера, серная кислота, бензол, толуол, смазочные масла.	введен в эксплуатацию
----	---	---------------------------------------	----	---	-----------------------

2.10. СТРУКТУРА НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА

Нефтеперерабатывающий завод – это комплекс производственных подразделений, как правило, территориально обособленный, имеющий общую инфраструктуру и единый административный центр. Современные предприятия по переработке нефти отличаются мощностью, высокой автоматизацией производства, большим количеством технологических процессов и солидной материально-технической базой. Структурно такие предприятия делятся на несколько производств; на территории завода находятся от 12 до 30 различных цехов, складские и подсобные помещения, а также резервуары и технологические трубопроводы.

Основное производство

К нему относятся площадки, на которых осуществляется получение продукции. В состав основного производства входят следующие цеха:

- первичной переработки и подготовки нефти;
- каталитического риформирования;
- по переработке газа;
- гидроочистки;
- по производству масел;
- по производству серной кислоты и серы.

В цехах устанавливается современное оборудование. Для получения качественного продукта должна соблюдаться технология очистки нефти, позволяющая добиться высокого качества и соответствия международным стандартам. На технологических линиях устанавливаются современные сепараторы и декантеры для нефти.

Заводы по переработке нефти относятся к разряду ОХО (опасных химических объектов), поэтому особое внимание уделяется обеспечению безопасности и оснащению всех основных цехов системами автоматической защиты. Высокие требования предъявляются к безопасности хранения и транспортировки нефти, используются компенсаторы и другие технические устройства, позволяющие снизить риск возникновения аварийных ситуаций. На производстве обязательно имеются очистные сооружения, производится регулярная очистка промстоков.

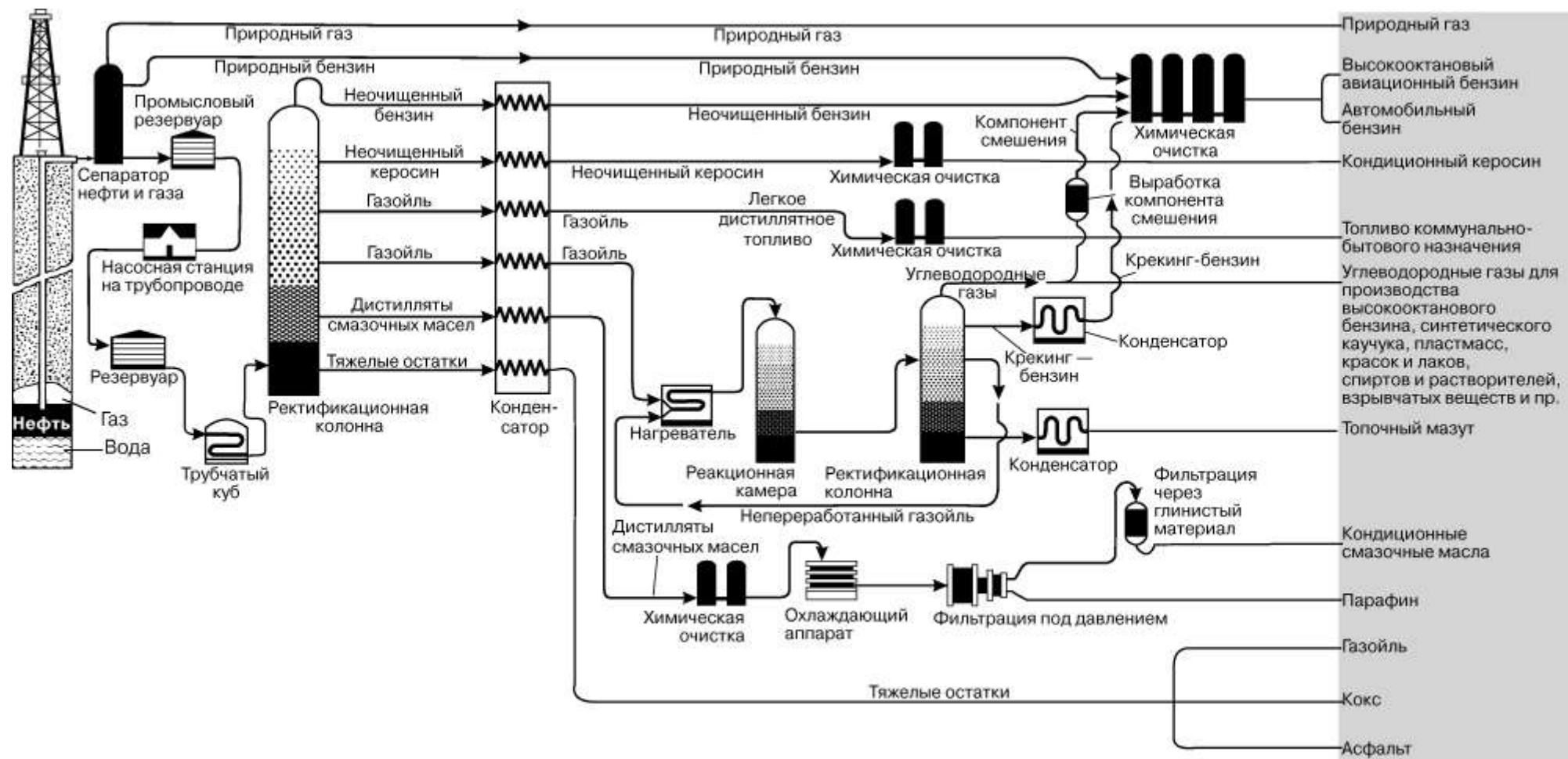
Вспомогательное производство

Все заводы имеют в своей структуре цеха и площадки, необходимые для обеспечения энергоснабжения и ремонтных работ. К вспомогательному производству относятся цеха:

- ремонтно-механический;
- пароснабжения;
- энергетический;
- ремонтно-строительный;
- товаро-сырьевой;
- КИП и А;
- компрессорный;
- канализации и водоснабжения.

Технологические схемы производств на предприятиях переработки нефти отличаются сложностью, поэтому взаимодействие между различными подразделениями должно быть четко отлажено. Обычно на подобных заводах хорошо развиты системы связи, в том числе и аварийной.

Рисунок 4. Традиционная схема переработки нефти.



Обслуживающее производство

К этой категории относятся цеха связи, транспортные хозяйства, лаборатории и другие сервисные площадки. Обслуживание крупных предприятий предполагает наличие большого количества транспортных средств и технических устройств. Количество вспомогательных производственных площадок напрямую зависит от объёма основного производства и сложности схемы технологических процессов.

Часто на нефтеперерабатывающих заводах имеются дополнительные производства, которые перерабатывают отходы (кислый гудрон, щелочные отходы и т. д.)

Большое значение уделяется экологической безопасности, потому что к заводам этого типа предъявляются повышенные требования. На нефтеперерабатывающих предприятиях ведётся постоянный мониторинг, осуществляется своевременная очистка стоков от нефтепродуктов, устанавливаются необходимые защитные системы, поддерживается оптимальное состояние аварийных служб.

Структура заводов разрабатывается на этапе проектирования и зависит от многих факторов – месторасположения, мощности, выпускаемой продукции и т. д. Для того чтобы усовершенствовать структуру используется несколько способов: автоматизация, комбинирование производственных установок, укрупнение цехов, централизация всех вспомогательных производственных площадок.

3. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ПЛАН

3.1. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПРОЕКТА

Параметры производственной мощности предприятия приведены в таблице далее.

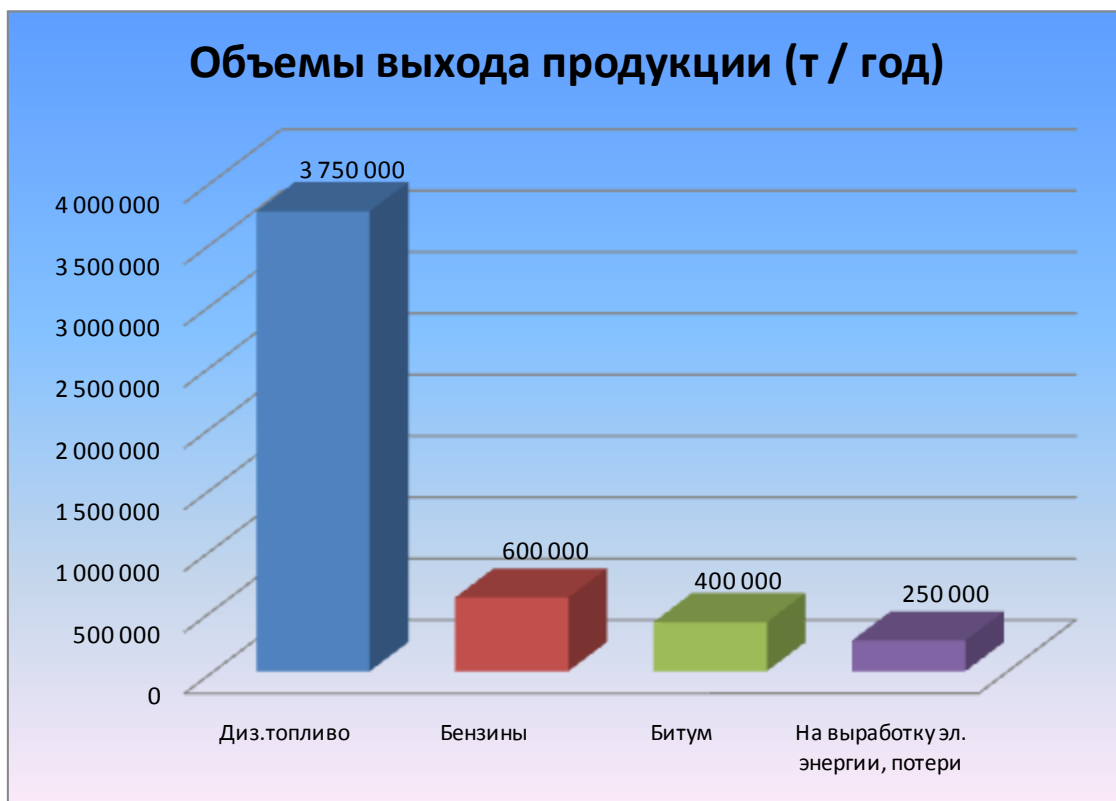
Таблица 16. Параметры производственной мощности.

Показатель	Значение
Производственная мощность, т / год	5 000 000
Производственная мощность, т / мес	416 667
Выручка, руб. / мес	13 287 271 750
Выручка, руб. / год	159 447 261 000
Себестоимость производства, руб. / т	25 721
Средняя цена продаваемой продукции, руб. / т	31 889
Себестоимость переработки, %	80,7%

Диаграмма 9. Структура выхода продукции (тн).



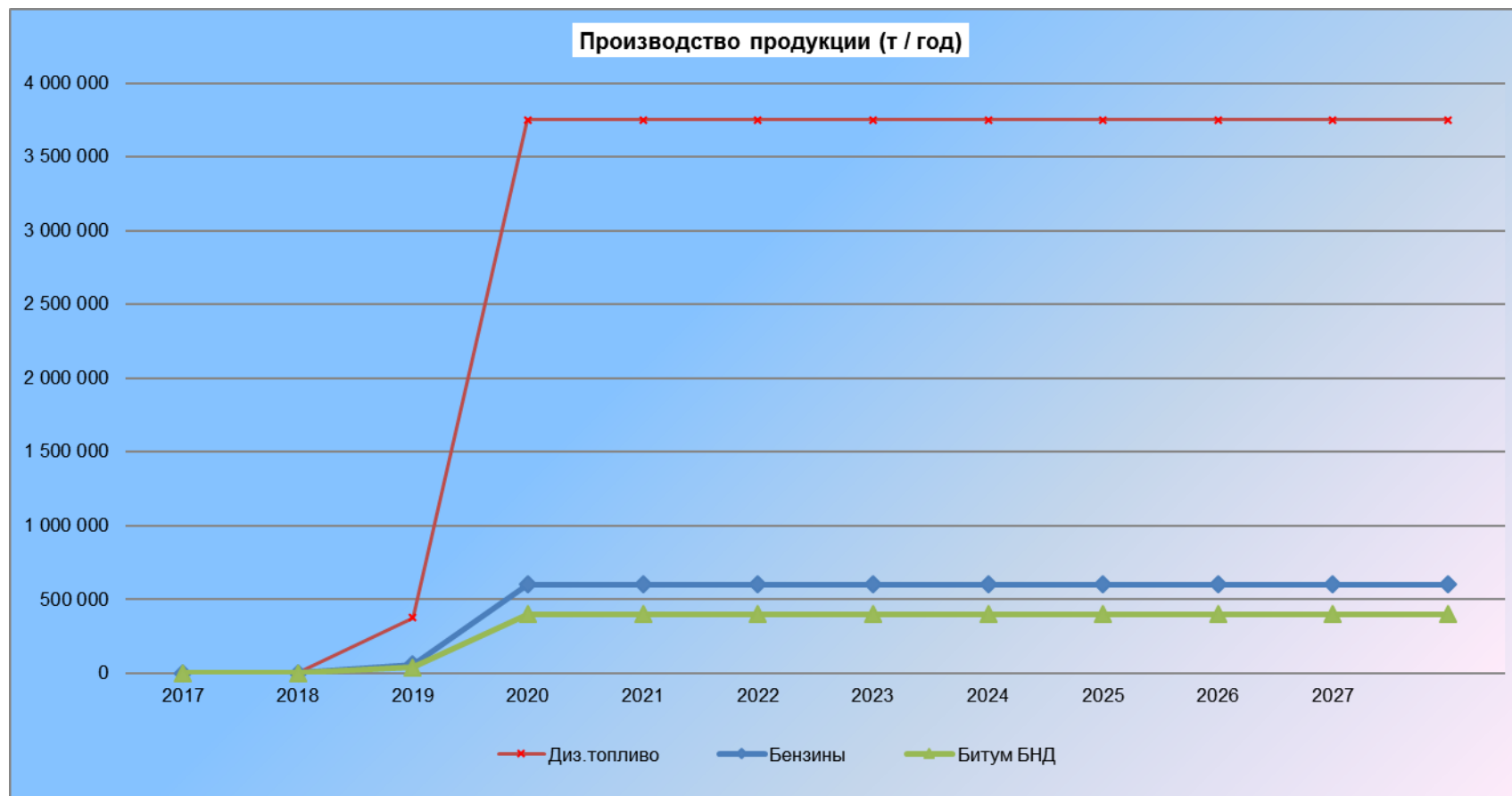
Как видно из диаграммы, в структуре выхода доминирует **дизельное топливо** – **75%** от всей продукции.

Диаграмма 10. Объемы выхода продукции (т/год).

3.2. ПЛАН ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ**Таблица 17. План производства нефтепродуктов, 2017-2028, тн.**

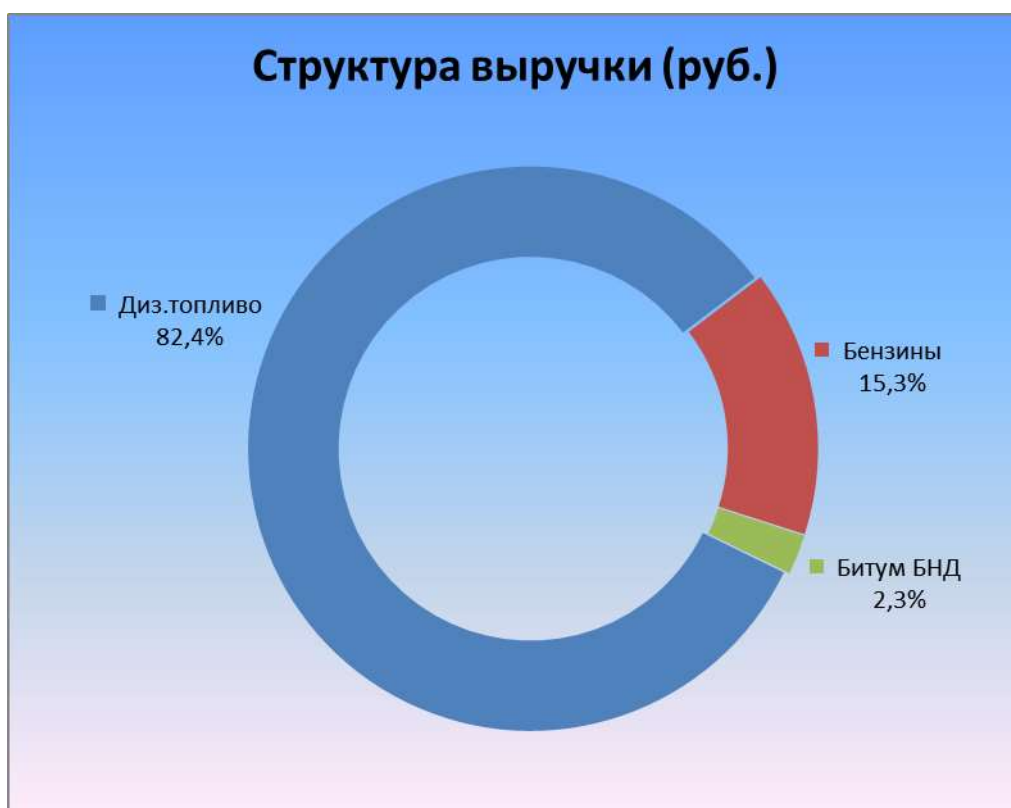
	Выход продукции (т / год)												
Все расчеты в тоннах													
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Итого
Порядковый номер года	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Производственная мощность, % от мах	0%	0%	10%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
Выход ДТ, т	0	0	375 000	3 750 000	3 750 000	3 750 000	3 750 000	3 750 000	3 750 000	3 750 000	3 750 000	3 750 000	34 125 000
Выход бензинов, т	0	0	60 000	600 000	600 000	600 000	600 000	600 000	600 000	600 000	600 000	600 000	5 460 000
Выход БНДУ, т	0	0	40 000	400 000	400 000	400 000	400 000	400 000	400 000	400 000	400 000	400 000	3 640 000
Собств. нужды, потери, т	0	0	25 000	250 000	250 000	250 000	250 000	250 000	250 000	250 000	250 000	250 000	2 275 000
Итого выход продукции, т	0	0	500 000	5 000 000	5 000 000	5 000 000	5 000 000	5 000 000	5 000 000	5 000 000	5 000 000	5 000 000	45 500 000

Динамика производства нефтепродуктов графически представлена далее.

График 26. Динамика производства продукции (т/год).

3.3. ПЛАН ВЫРУЧКИ

Диаграмма 11. Структура выручки НПЗ, руб.



Как видно из диаграммы, основная доля выручки НПЗ приходится на диз. Топливо – **82,4%**.

Таблица 18. План выручки по годам.

	Выручка от продаж продукции (млн.руб. / год)												
Все расчеты в руб.													
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Итого
Порядковый номер года	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Выручка от продажи ДТ, руб.	0	0	13 143,03	131 430,15	131 430,15	131 430,15	131 430,15	131 430,15	131 430,15	131 430,15	131 430,15	131 430,15	1 196 014,37
Выручка от продажи бензинов, руб.	0	0	2 439,19	24 391,91	24 391,91	24 391,91	24 391,91	24 391,91	24 391,91	24 391,91	24 391,91	24 391,91	221 966,39
Выручка от продажи БНДУ, руб.	0	0	362,52	3 625,20	3 625,20	3 625,20	3 625,20	3 625,20	3 625,20	3 625,20	3 625,20	3 625,20	32 989,32
Итого поступлений, руб.	0	0	15 944,73	159 447,26	159 447,26	159 447,26	159 447,26	159 447,26	159 447,26	159 447,26	159 447,26	159 447,26	1 450 970,08
НДС от выручки	0	0	2 432,25	24 322,46	24 322,46	24 322,46	24 322,46	24 322,46	24 322,46	24 322,46	24 322,46	24 322,46	221 334,42

График 27. Динамика поступления выручки.



3.4. ПАРАМЕТРЫ ТЕКУЩИХ ЗАТРАТ

Расчет текущих затрат по проекту основывался на следующих параметрах.

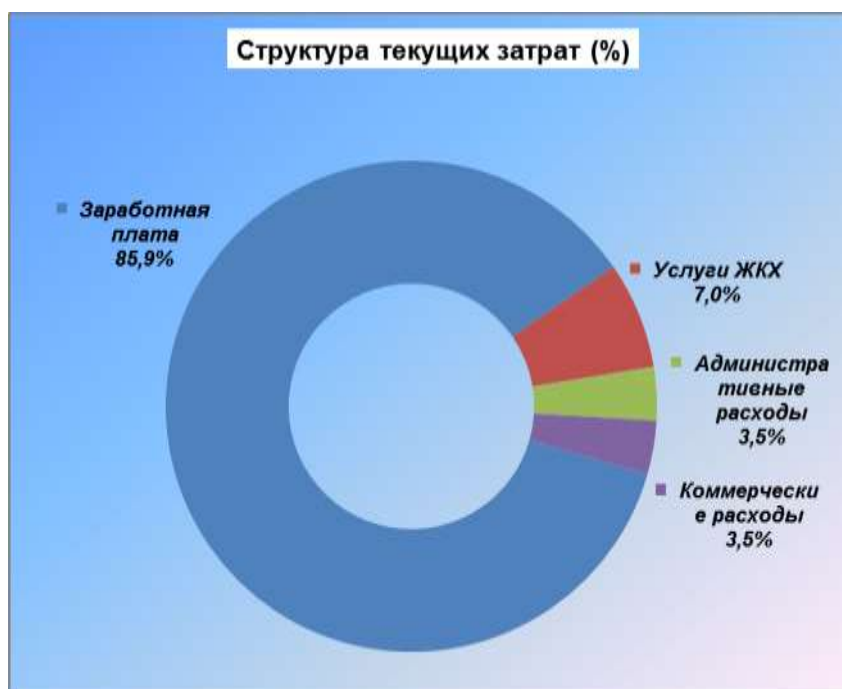
Таблица 19. Параметры текущих затрат.

Статьи затрат	Значение, руб. / год
Заработная плата	146 688 000
Услуги ЖКХ	12 000 000
Административные расходы	6 000 000
Коммерческие расходы	6 000 000
Итого:	146 688 000

Таким образом, объем текущих затрат составляет **146 688 000** руб. / год из расчета:

- заработная плата – см. п. «Персонал»;
- услуги ЖКХ – **12 000 000** руб. / год;
- административные расходы – **6 000 000** руб. / год;
- коммерческие расходы – **6 000 000** руб. / год.

Диаграмма 12. Структура текущих затрат.



Как видно из диаграммы, основная доля текущих затрат по проекту приходится на выплату заработной платы – **85,9%** и услуги ЖКХ – **7,0%**.

Кроме этого, в связи с реализацией проекта у предприятия возникают прямые затраты на производство.

Таблица 20. План текущих затрат по годам.

	Текущие затраты						
все расчеты в рублях							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Порядковый номер года	1	2	3	4	5	6	7
Справочно: выручка предприятия	0	0	15 944 726 100	159 447 261 000	159 447 261 000	159 447 261 000	159 447 261 000
Заработная плата	11 205 000	22 410 000	146 688 000	146 688 000	146 688 000	146 688 000	146 688 000
Услуги ЖКХ	2 400 000	2 400 000	12 000 000	12 000 000	12 000 000	12 000 000	12 000 000
Административные расходы	1 200 000	1 200 000	6 000 000	6 000 000	6 000 000	6 000 000	6 000 000
Коммерческие расходы	1 200 000	1 200 000	6 000 000	6 000 000	6 000 000	6 000 000	6 000 000
Итого текущих затрат	16 005 000	27 210 000	170 688 000	170 688 000	170 688 000	170 688 000	170 688 000
НДС в составе текущих затрат	5 000 000	0	0	0	0	0	0

	Текущие затраты					
все расчеты в рублях						
	2024	2025	2026	2027	2028	Итого, руб.
Порядковый номер года	8	9	10	11	12	
Справочно: выручка предприятия	159 447 261 000	159 447 261 000	159 447 261 000	159 447 261 000	159 447 261 000	1 450 970 075 100
Заработная плата	146 688 000	146 688 000	146 688 000	146 688 000	146 688 000	1 500 495 000
Услуги ЖКХ	12 000 000	12 000 000	12 000 000	12 000 000	12 000 000	124 800 000
Административные расходы	6 000 000	6 000 000	6 000 000	6 000 000	6 000 000	62 400 000
Коммерческие расходы	6 000 000	6 000 000	6 000 000	6 000 000	6 000 000	62 400 000
Итого текущих затрат	170 688 000	170 688 000	170 688 000	170 688 000	170 688 000	1 750 095 000
НДС в составе текущих затрат	0	0	0	0	0	5 000 000

График 28. Динамика текущих затрат, руб.



3.5. ПАРАМЕТРЫ ПРЯМЫХ ЗАТРАТ НА ПРОИЗВОДСТВО

Расчет прямых затрат по проекту основывался на следующих параметрах.

Таблица 21. Параметры прямых затрат.

Статьи затрат	Значение, руб. / год
Акцизы на нефтепродукты	34 155 450 000
Эл. энергия	0
Операционные расходы на переработку	11 196 000
Реагенты и катализаторы	174 240 000
Присадки к бензину, 1,8%	69 626 304
Присадки к битуму, 16%	2 676 326
Закупка сырья	94 000 000 000
Итого:	128 413 188 630

Таким образом, в среднем объем прямых затрат на производство составляет **128 413 188 630** руб. / год из расчета:

- акцизы на нефтепродукты – согласно НК РФ;
- эл. энергия – полностью собственная выработка;
- операционные расходы на переработку – из расчета **2,20** руб. / тонну (тех.обслуживание, ремонт, связь, хоз.нужды);
- реагенты и катализаторы – из расчета **34,80** руб. / тонну (ингибитор коррозии, щелочь, аммиак, ГСМ);
- присадки к бензину, 1,8% – из расчета **3 600** тонн в год по цене **182 789** руб. / т;
- присадки к битуму, 16% – из расчета **320** тонн в год по цене **118 566** руб. / т;
- закупка сырья (сырой нефти) – **18 800** руб. / т.

Диаграмма 13. Структура прямых затрат.



Как видно из диаграммы, основная доля прямых затрат приходится на закупку сырья – **73,2%** и акцизы на нефтепродукты – **26,6%**.

Динамика прямых затрат на производство приведена далее.

Таблица 22. План прямых затрат по годам.

	Прямые затраты							
все расчеты в рублях								
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Порядковый номер года	1	2	3	4	5	6	7	8
Акцизы на нефтепродукты	0	0	3 415 545 000	34 155 450 000	34 155 450 000	34 155 450 000	34 155 450 000	34 155 450 000
Эл. энергия	0	0	0	0	0	0	0	0
Операционные расходы на переработку	0	0	1 119 600	11 196 000	11 196 000	11 196 000	11 196 000	11 196 000
Реагенты и катализаторы	0	0	17 424 000	174 240 000	174 240 000	174 240 000	174 240 000	174 240 000
Присадки к бензину, 1,8%	0	0	6 962 630	69 626 304	69 626 304	69 626 304	69 626 304	69 626 304
Присадки к битуму, 16%	0	0	267 633	2 676 326	2 676 326	2 676 326	2 676 326	2 676 326
Закупка сырья	0	0	9 400 000 000	94 000 000 000	94 000 000 000	94 000 000 000	94 000 000 000	94 000 000 000
Итого затрат	0	0	12 841 318 863	128 413 188 630	128 413 188 630	128 413 188 630	128 413 188 630	128 413 188 630
НДС в составе прямых затрат	0	0	1 437 829 911	14 378 299 113	14 378 299 113	14 378 299 113	14 378 299 113	14 378 299 113

	Прямые затраты				
все расчеты в рублях					
	2025	2026	2027	2028	Итого, руб.
Порядковый номер года	9	10	11	12	
Акцизы на нефтепродукты	34 155 450 000	34 155 450 000	34 155 450 000	34 155 450 000	310 814 595 000
Эл. энергия	0	0	0	0	0
Операционные расходы на переработку	11 196 000	11 196 000	11 196 000	11 196 000	101 883 600
Реагенты и катализаторы	174 240 000	174 240 000	174 240 000	174 240 000	1 585 584 000
Присадки к бензину, 1,8%	69 626 304	69 626 304	69 626 304	69 626 304	633 599 366
Присадки к битуму, 16%	2 676 326	2 676 326	2 676 326	2 676 326	24 354 570
Закупка сырья	94 000 000 000	94 000 000 000	94 000 000 000	94 000 000 000	855 400 000 000
Итого затрат	128 413 188 630	128 413 188 630	128 413 188 630	128 413 188 630	1 168 560 016 537
НДС в составе прямых затрат	14 378 299 113	14 378 299 113	14 378 299 113	14 378 299 113	130 842 521 929

График 29. Динамика прямых затрат, руб.



4. ПЕРСОНАЛ ПРОЕКТА**4.1. ПОТРЕБНОСТЬ В ПЕРСОНАЛЕ И ФОНД ОПЛАТЫ ТРУДА**

Для обеспечения деятельности необходим соответствующий персонал. В таблице ниже представлены группы должностей и необходимое количество ставок с указанием окладов.

Таблица 23. Персонал НПЗ и ФОТ.

№	Персонал по направлениям	Кол-во штатных ед.	Тарифная ставка, руб.	Итого, руб.	НДФЛ	З/п на руки, руб.
1. РУКОВОДСТВО					13%	87,00%
1	Генеральный директор	1	300 000р.	300 000р.	39 000	261 000
	Главный инженер - первый зам.	1	250 000р.	250 000р.	32 500	217 500
	Заместитель ген. директора по производству	1	250 000р.	250 000р.	32 500	217 500
	Заместитель ген. директора по коммерции и логистике	1	250 000р.	250 000р.	32 500	217 500
2	АППАРАТ ПРИ РУКОВОДСТВЕ					
	Помощник ген. директора	1	80 000р.	80 000р.	10 400	69 600
	Инспектор по кадрам	1	60 000р.	60 000р.	7 800	52 200
	Заведующий канцелярией	1	60 000р.	60 000р.	7 800	52 200
	Секретарь	4	30 000р.	120 000р.	15 600	104 400
3	ХОЗЯЙСТВЕННАЯ СЛУЖБА					
	Менеджер офиса	1	50 000р.	50 000р.	6 500	43 500
	Завхоз	1	40 000р.	40 000р.	5 200	34 800
	Разнорабочий	4	30 000р.	120 000р.	15 600	104 400
	Уборщики помещений	4	15 000р.	60 000р.	7 800	52 200
	Водитель	4	40 000р.	160 000р.	20 800	139 200
4	ЮРИДИЧЕСКАЯ СЛУЖБА					
	Главный юрисконсульт	1	150 000р.	150 000р.	19 500	130 500
	Юрисконсульт	2	100 000р.	200 000р.	26 000	174 000
5	ЭКОНОМИЧЕСКАЯ СЛУЖБА					
	Главный экономист	1	100 000р.	100 000р.	13 000	87 000
	Инженер-экономист	1	60 000р.	60 000р.	7 800	52 200
	Экономист по нормированию труда и заработной плате	1	60 000р.	60 000р.	7 800	52 200
6	БУХГАЛТЕРИЯ					
	Главный бухгалтер	1	100 000р.	100 000р.	13 000	87 000
	Заместитель главного бухгалтера	1	70 000р.	70 000р.	9 100	60 900
	Старший бухгалтер	1	50 000р.	50 000р.	6 500	43 500
	Бухгалтер материального стола	1	35 000р.	35 000р.	4 550	30 450
	Бухгалтер по заработной плате	1	35 000р.	35 000р.	4 550	30 450
	Бухгалтер кассир	1	35 000р.	35 000р.	4 550	30 450
7	СЛУЖБА БЕЗОПАСНОСТИ					
	Руководитель службы безопасности	1	160 000р.	160 000р.	20 800	139 200
	Офицер службы безопасности	2	100 000р.	200 000р.	26 000	174 000
	Инспектор службы безопасности	2	60 000р.	120 000р.	15 600	104 400
	Охранник	10	40 000р.	400 000р.	52 000	348 000
	Водитель	4	40 000р.	160 000р.	20 800	139 200
	Итого по направлению:	56		3 735 000	485 550	3 249 450
2. Производство						
1	ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СЛУЖБА					
	Главный технолог	1	160 000р.	160 000р.	20 800	139 200

	Старший инженер-технолог	1	100 000р.	100 000р.	13 000	87 000
	Инженер-технолог	2	70 000р.	140 000р.	18 200	121 800
2	СЛУЖБА ГЛАВНОГО МЕХАНИКА					
	Главный механик	1	160 000р.	160 000р.	20 800	139 200
	Заведующий гаражем	1	70 000р.	70 000р.	9 100	60 900
	Старший инженер - механик	1	60 000р.	60 000р.	7 800	52 200
	Инженер-механик	2	50 000р.	100 000р.	13 000	87 000
	Сварщик	1	45 000р.	45 000р.	5 850	39 150
	Водитель легкового автомобиля	7	40 000р.	280 000р.	36 400	243 600
	Водитель бензовоза	25	42 000р.	1 050 000р.	136 500	913 500
	Водитель автокрана	2	42 000р.	84 000р.	10 920	73 080
	Водитель автовышки	1	35 000р.	35 000р.	4 550	30 450
	Водитель манипулятора г/п 14 т	1	35 000р.	35 000р.	4 550	30 450
	Машинист экскаватора погрузчика	1	35 000р.	35 000р.	4 550	30 450
	Оператор электропогрузчика	1	35 000р.	35 000р.	4 550	30 450
	Оператор автопогрузчика	1	35 000р.	35 000р.	4 550	30 450
	Машинист компрессорной установки	1	35 000р.	35 000р.	4 550	30 450
	Слесарь ремонтник	4	30 000р.	120 000р.	15 600	104 400
	Слесарь по ремонту двигателей	2	30 000р.	60 000р.	7 800	52 200
	Аккумуляторщик	1	30 000р.	30 000р.	3 900	26 100
	Токарь	1	30 000р.	30 000р.	3 900	26 100
3	СЛУЖБА КИП и А					
	Главный метролог	1	150 000р.	150 000р.	19 500	130 500
	Старший инженер КИПиА	1	100 000р.	100 000р.	13 000	87 000
	Инженер КИПиА	1	70 000р.	70 000р.	9 100	60 900
4	ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СЛУЖБА					
	Главный энергетик	1	150 000р.	150 000р.	19 500	130 500
	Старший инженер-энергетик	1	100 000р.	100 000р.	13 000	87 000
	Инженер - энергетик	1	70 000р.	70 000р.	9 100	60 900
	Электрик силового оборудования	1	40 000р.	40 000р.	5 200	34 800
5	СЛУЖБА КАПСТРОИТЕЛЬСТВА И РЕМОНТА					
	Главный строитель	1	150 000р.	150 000р.	19 500	130 500
	Старший инженер-строитель	1	100 000р.	100 000р.	13 000	87 000
	Инженер-строитель	1	50 000р.	50 000р.	6 500	43 500
	Разнорабочий	4	30 000р.	120 000р.	15 600	104 400
	Плотник	1	30 000р.	30 000р.	3 900	26 100
	Садовник	1	30 000р.	30 000р.	3 900	26 100
6	СЛУЖБА ОХРАНЫ ТРУДА И ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ					
	Заместитель Главного инженера по охране труда и технике безопасности	1	100 000р.	100 000р.	13 000	87 000
	Инспектор охраны труда	1	50 000р.	50 000р.	6 500	43 500
	Инспектор по технике безопасности	2	50 000р.	100 000р.	13 000	87 000
7	ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ СЛУЖБА					
	Главный эколог	1	100 000р.	100 000р.	13 000	87 000
	Инженер эколог	1	50 000р.	50 000р.	6 500	43 500
	Лаборант	2	40 000р.	80 000р.	10 400	69 600
8	ДИСПЕТЧЕРСКАЯ СЛУЖБА					
	Начальник диспетчерской службы	1	100 000р.	100 000р.	13 000	87 000
	Диспетчер	4	50 000р.	200 000р.	26 000	174 000
	Дежурный водитель	4	40 000р.	160 000р.	20 800	139 200
	Итого по направлению:	91		4 799 000	623 870	4 175 130

3. Прочий персонал						
1	НАЧАЛЬНИК СМЕНЫ	4	80 000р.	320 000р.	41 600	278 400
	Оператор ЭЛОУ-АВТ	16	50 000р.	800 000р.	104 000	696 000
	Оператор крекинга	4	50 000р.	200 000р.	26 000	174 000
	Техник-наладчик КИПиА	2	50 000р.	100 000р.	13 000	87 000
	Слесарь КИП	4	40 000р.	160 000р.	20 800	139 200
	Старший машинист	4	50 000р.	200 000р.	26 000	174 000
	Оператор товарного парка	4	40 000р.	160 000р.	20 800	139 200
	Оператор битумного блока	4	40 000р.	160 000р.	20 800	139 200
	Электрик	4	40 000р.	160 000р.	20 800	139 200
	Машинист	16	40 000р.	640 000р.	83 200	556 800
	Слесарь	6	30 000р.	180 000р.	23 400	156 600
	Сварщик	2	40 000р.	80 000р.	10 400	69 600
2	ЛАБОРАТОРИЯ					
	Начальник лаборатории	1	100 000р.	100 000р.	13 000	87 000
	Инженер	1	70 000р.	70 000р.	9 100	60 900
	Лаборант	6	40 000р.	240 000р.	31 200	208 800
	Пробоотборщик	4	30 000р.	120 000р.	15 600	104 400
	Итого по направлению:	82		3 690 000	479 700	3 210 300
	Итого по персоналу:	229		12 224 000	1 589 120	10 634 880
				146 688 000	руб / год	
				53 380	руб / чел / мес	

Итого по проекту создается **229** рабочее место с фондом оплаты труда в размере **146 688 000 руб.** в год начисленной заработной платы, кроме НДФЛ и отчислений в соц.страх (рассчитываются в разделе «Налогообложение»).

Средняя заработная плата по предприятию – **53 380-руб.** / чел. / месяц.

Наименования и количество должностей могут быть изменены, но указанные вакансии по направлениям должны быть закрыты, а фонд оплаты труда не должен превышать запланированного объема.

Динамика найма персонала и фонда оплаты труда приведена далее.

Таблица 24. Динамика фонда оплаты труда.

	ФОТ												
все расчеты в рублях													
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
Порядковый номер года	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Итого
1. Руководство	11 205 000	22 410 000	44 820 000	44 820 000	44 820 000	44 820 000	44 820 000	44 820 000	44 820 000	44 820 000	44 820 000	44 820 000	481 815 000
2. Производство	0	0	57 588 000	57 588 000	57 588 000	57 588 000	57 588 000	57 588 000	57 588 000	57 588 000	57 588 000	57 588 000	575 880 000
3. Прочий персонал	0	0	44 280 000	44 280 000	44 280 000	44 280 000	44 280 000	44 280 000	44 280 000	44 280 000	44 280 000	44 280 000	442 800 000
Итого ФОТ, руб.	11 205 000	22 410 000	146 688 000	146 688 000	146 688 000	146 688 000	146 688 000	146 688 000	146 688 000	146 688 000	146 688 000	146 688 000	1 500 495 000

Итого ФОТ за период планирования (12 лет) составит **1 500 495 000** руб. (без учета налогов, см. п. «Налогообложение») или по **146 688 000** руб. / год.

5. ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ПЛАН**5.1. СТРУКТУРА И ОБЪЕМ НЕОБХОДИМЫХ ИНВЕСТИЦИЙ**

Для реализации проекта требуется следующий объем и структура инвестиций.

Таблица 25. Структура инвестиций.

	Направление инвестиций	Итого, руб.	В долларах США	Примечание
1.	Разрешительная документация, ПСД стадия "РП"	3 952 371 960	\$68 050 481	
	Получение ИРД, ТУ	250 000 000	\$4 304 408	
	Проектирование объекта	3 629 776 431	\$62 496 151	10% от СМР
	Авторский надзор 2% от стоимости ПСД	72 595 529	\$1 249 923	2% от цены ПСД
2	Строительство ХНПЗ мощ 5 млн.тонн	14 975 550 011	\$257 843 492	
	Строительно-монтажные работы	12 793 328 581	\$220 270 809	
	Пусконаладочные работы 10% от стоимости оборудования	2 132 221 430	\$36 711 801	
	Благоустройство и озеленение	50 000 000	\$860 882	
3.	Основные объекты строительства	21 322 214 302	\$367 118 014,8	
	Блок предварительной очистки сырья 2*2,5 млн. тонн.	5 000 000 000	\$86 088 154	долл. "под ключ"
	Блок рекуперации тепла и отгонки прямогонных фракций	46 464 000	\$800 000	долл. "под ключ"
	Блок механохимического крекинга	1 858 560 000	\$32 000 000	долл. "под ключ"
	Блок гидрирования крекингových дистиллятов	2 090 880 000	\$36 000 000	долл. "под ключ"
	Установка окисления битума БНДУ	609 200 000	\$10 488 981	долл. "под ключ"
	Инжиниринг оборудования	450 000 000	\$7 747 934	долл. "под ключ"
	Насосная станция с узлом учета	53 696 320	\$924 523	долл. "под ключ"
	Резервуары хранения сырья (РВС)	594 000 000	3 874 989 Р	долл. "под ключ"
	Наливная ж/д эстакада, ж/д пути, весы	592 416 000	\$10 227 273	долл. "под ключ"
	Технологические трубопроводы	742 500 000	\$10 200 000	долл. "под ключ"
	Электрика, КИП и автоматика, инженерные коммуникации, видеонаблюдение и охрана, система пожаротушения, слаботочные сети, телефония, интернет	3 052 650 000	\$12 784 091	С учетом стоимости выкупа акций 100% ОАО «НГТ Энергия»
	Очистные сооружения	1 352 502 000	\$52 559 401	
	Наружные сети и канализация	3 318 655 942	\$57 139 393	
	Лаборатория	75 630 700 Р	\$1 302 181	
	строительство жилья и соц для персонала	1 260 000 000 Р	\$21 694 215	
4	Сырье	2 408 333 333	\$41 465 794	
	Формирование запаса нефтехимии	450 000 000	\$7 747 934	Резерв на 10 дней
	Формирование резерва нефти	1 958 333 333	\$33 717 860	Резерв на 10 дней

5	Общезаводское хозяйство	450 000 000	\$7 747 934	
	Строительство объектов общезаводского хозяйства и соц.культ.быта, пожарное и газоспасательное депо	450 000 000	\$7 747 934	руб. "под ключ"
6.	Транспорт	220 000 000	\$5 500 000	
	Автомобили и спецтранспорт	220 000 000	\$5 500 000	
7.	Прочее	3 491 260 475	\$60 111 234	
	Непредвиденные расходы 7% от СМР	2 153 257 205	\$37 073 988	
	Накладные расходы 4% от МТР	722 786 925	\$12 444 678	
	ВрЗиУ	615 216 344	\$10 592 568	
8.	Нормируемые оборотные средства	430 269 918	\$7 408 229	
	Итого требуется инвестировать:	47 250 000 000р..	\$813 533 058	€746 917 483

Таким образом, полная стоимость проекта составляет **47,25** млрд. руб., в том числе **430 269 918** руб. нормируемых оборотных средств, необходимых для оплаты труда персонала и других затрат, пока выручки предприятия нет или ее недостаточно.

Структура инвестиционных затрат графически представлена на диаграмме далее.

Диаграмма 14. Структура первоначальных инвестиций.



Как видно из диаграммы, основные инвестиции приходятся на оборудование и объекты строительства – **45,1%**, и строительство ХНПЗ – **31,7%** нормируемые оборотные средства – **0,9%**. На создание общезаводского хозяйства приходится лишь **1,0%** инвестиций. Закуп сырья для резерва на 10 дней – **5,1%**

5.2. КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН ФИНАНСИРОВАНИЯ И РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА

Фоном обозначены сроки реализации тех или иных работ, значение отражает запланированный объем инвестиций по соответствующим направлениям работ.

Таблица 26. Календарный план финансирования и реализации проекта.

			Календарный план инвестиционного проекта													
	все расчеты в рублях с НДС															
		Инвестиции, руб.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Итого, руб.	
№	Порядковый номер года		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
1	Разрешительная документация	3 952 371 960	1 778 567 382	1 383 330 186	790 474 392	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3 952 371 960	
3	Строительно- монтажные работы	14 975 550 011	1 497 555 001	8 985 330 007	4 492 665 003	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14 975 550 011	
4	Оборудование	21 322 214 302	6 396 664 291	10 661 107 151	2 132 221 430	2 132 221 430	0	0	0	0	0	0	0	0	21 322 214 302	
5	Сырье	2 408 333 333	0	0	2 408 333 333	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2 408 333 333	
6	Общезаводское хозяйство	450 000 000	225 000 000	225 000 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450 000 000	
7	Транспорт	220 000 000	0	66 000 000	154 000 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	220 000 000	
	Итого	3 491 260 475	9 897 786 674	24 812 027 819	9 977 694 159	2 132 221 430	0	0	0	0	0	0	0	0	3 491 260 475	
	НДС в составе инвестиционных затрат		1 509 831 865	3 784 885 599	1 522 021 143	325 254 116	0	0	0	0	0	0	0	0	7 141 992 724	

Нормируемые оборотные средства в календарном плане не отображаются (см. План движения денежных средств).

Как видно из календарного плана, все инвестиции планируется освоить за первые три года реализации проекта:

1. **9 897 786 674** руб. – в 2017 г.,
2. **24 812 027 819** руб. – в 2018 г.
3. **9 977 694 159** руб. – в 2019 г.

Начало реализации проекта – **2017** г.

Начало переработки нефти – **2019** г. (10% мощности).

Выход на проектную мощность – **2020** г. (100% мощности).

Возврат инвестиций – в **2020 и 2022** гг.

5.3. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ УСЛОВИЯ ПРИВЛЕЧЕНИЯ ИНВЕСТИЦИЙ

Для реализации проекта требуется инвестировать **47 250 000 000** руб. из двух источников:

- **4 725 000 000** руб. за счет собственных средств владельца проекта (10,0% инвестиций),
- **42 525 000 000** руб. в виде инвестиционного кредита по ставке **9,0%** годовых (90,0% инвестиций), возврат тела кредита – с 4-го по 6-й год включительно, уплата процентов – с момента получения транша.

Итого срок использования заемных средств – **5,0** лет.

Таблица 27. Рекомендуемые условия привлечения инвестиций.

Параметр инвестирования	Транш 1.	Транш 2.	Транш 3.
Доля транша от суммы инвестиций, %	10,0%	92,1%	6,3%
Размер транша, руб.	4 725 000 000	39 525 000 000	3 000 000 000
Источник инвестиций	1	2	2
Выплаты процентов (для кредитов)	1	1	1
Годовой % по кредиту (для кредитов)	0,00%	9,00%	9,00%
Месячный % по кредиту (для кредитов)	0,00%	0,72%	0,72%
Период погашения транша, лет	2,00	3,00	1,00
Период погашения транша, лет	2	3	1
Номер года выдачи транша	1	1	2
Номер года возврата транша	4	4	5
Номер года полного возврата транша	5	6	5

Доход инвестора за предоставление финансирования выплачивается после возврата инвестиций на протяжении 6 лет в виде доли от прибыли в размере **51%**. Преположительный объем дохода по инвестиционной деятельности составляет **48,6 млрд. руб.**

6. ОЦЕНКА РИСКОВ И ПУТЕЙ ИХ СОКРАЩЕНИЯ

6.1. КАЧЕСТВЕННЫЙ АНАЛИЗ РИСКОВ

В данном разделе проводится качественный анализ рисков проекта, не поддающихся формальному анализу.

Риск, связанный с производством. Это риск того, что оборудование (установки, вспомогательное оборудование, спецтехника, транспорт и пр.) выйдет из строя, что количество и качество сырья не будет соответствовать требованиям, что на рынке труда не окажется нужных работников, поставщиков сырья (сырой нефти, ГСМ, расходных материалов).

Риск, связанный с изменением цен на производимую продукцию. Это риск того, что спрос на нефтепродукты неожиданно изменится вследствие внезапного изменения потребностей потребителей (например, не будет спроса на битум, а только на биодизель), и рыночные цены на продукцию снизятся. Может также обостриться конкуренция, вследствие чего предприятие будет вынуждено снизить отпускные цены.

Риск, связанный с изменением цен на факторы производства. Это риск того, что цены на какие-то факторы производства внезапно изменятся. Например, подорожает сырье (сырая нефть), текущие и прямые расходы, повысятся затраты на персонал. Если предприятие для финансирования своей деятельности привлечет кредит на условиях плавающей процентной ставки, то оно подвергает себя риску ее повышения.

На основе приведенного перечня возможных рисков необходимо оценить вероятность их возникновения при реализации проекта в терминах: «высокая», «средняя», «низкая»; а также устойчивость проекта по отношению к рискам, отнесенным к категории вероятных.

Риски, возникающие на этапе осуществления капитальных вложений:

- невыполнение обязательств поставщиком (низкое качество СМР, не соответствующие заявке оборудование, узлы и агрегаты предприятия, не удовлетворяющее качество поставляемых материалов и услуг);
- несвоевременные поставки оборудования, сырья, разрешительной документации;
- срыв сроков работ / поставки оборудования / получения разрешений, согласований;
- превышение расчетной стоимости проекта;
- форс-мажор, материальный ущерб.

Риски, связанные с эксплуатацией предприятия:

- невыход на проектную мощность (возникновение технологических или сырьевых ограничений);
- производство продукции несоответствующего качества (возникновение технологических или сбытовых ограничений);
- неудовлетворительный менеджмент;
- продукция не находит сбыта в нужном стоимостном выражении и в расчетные сроки (возникновение ценовых ограничений, переоценка емкости рынка или недооценка конкуренции при маркетинге);
- несвоевременность поставок расходных материалов, сырья;
- возникновение необходимости в дополнительных (сверх запланированного) закупках расходных материалов / услуг контрагентов;
- удорожание финансирования;
- транспортные риски;
- экологические риски (непредвиденные затраты на возмещение ущерба);
- форс-мажор, материальный ущерб.

В целом же вероятность риска по проекту оценивается как «**крайне низкая**» и относится в основном к риску завышения стоимости СМР и перерабатывающего оборудования, а также к выполнению календарного плана ввода объекта в эксплуатацию.

6.2. ТОЧКА БЕЗУБЫТОЧНОСТИ

Для проекта рассчитан минимальный объем продаж, при котором доходы равны расходам, то есть прибыль равна нулю. Считается, что предприятие уже рассчиталось с кредитором и работает в плановом режиме, но из-за внешних временно неблагоприятных условий объем сбыта и производства продукции может упасть.

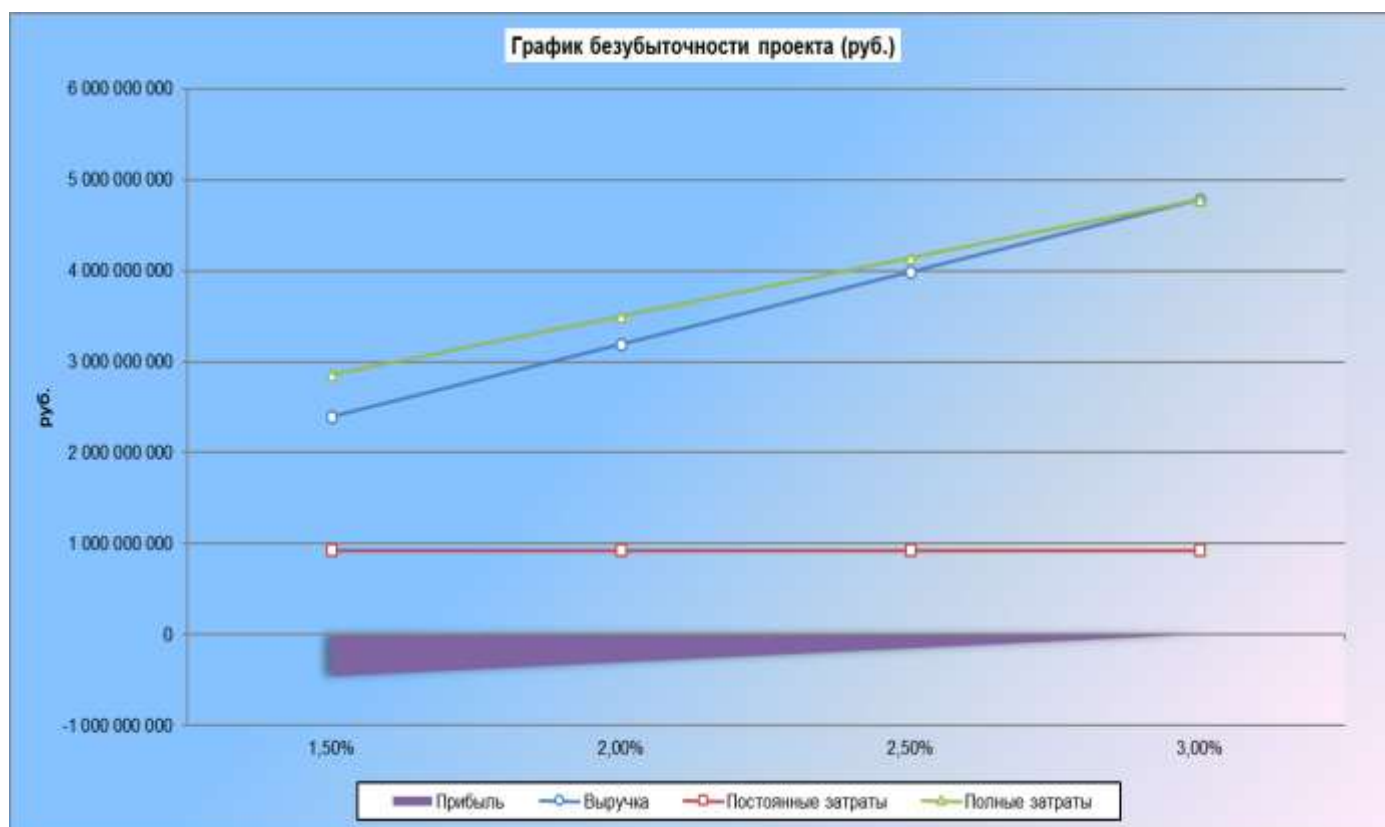
Таблица 28. Расчет точки безубыточности.

	Точка безубыточности				
все расчеты для 10 года в рублях					
Шаг по проценту загрузки	0,50%				
Процент загрузки	1,50%	2,00%	2,50%	3,00%	100,00%
Выручка	2 391 708 915	3 188 945 220	3 986 181 525	4 783 417 830	159 447 261 000
Постоянные затраты	927 354 917	927 354 917	927 354 917	927 354 917	927 354 917
Заработная плата	146 688 000	146 688 000	146 688 000	146 688 000	146 688 000
Услуги ЖКХ	12 000 000	12 000 000	12 000 000	12 000 000	12 000 000
Административные расходы	6 000 000	6 000 000	6 000 000	6 000 000	6 000 000
Коммерческие расходы	6 000 000	6 000 000	6 000 000	6 000 000	6 000 000
Амортизационные отчисления	756 666 917	756 666 917	756 666 917	756 666 917	756 666 917
Переменные затраты	1 926 197 829	2 568 263 773	3 210 329 716	3 852 395 659	128 413 188 630
Акцизы на нефтепродукты	512 331 750	683 109 000	853 886 250	1 024 663 500	34 155 450 000
Эл. энергия	0	0	0	0	0
Операционные расходы на переработку	167 940	223 920	279 900	335 880	11 196 000
Реагенты и катализаторы	2 613 600	3 484 800	4 356 000	5 227 200	174 240 000
Присадки к бензину, 1,8%	1 044 395	1 392 526	1 740 658	2 088 789	69 626 304
Присадки к битуму, 16%	40 145	53 527	66 908	80 290	2 676 326
Закупка сырья	1 410 000 000	1 880 000 000	2 350 000 000	2 820 000 000	94 000 000 000
Полные затраты	2 853 552 747	3 495 618 690	4 137 684 633	4 779 750 576	129 340 543 548
Прибыль	-461 843 832	-306 673 470	-151 503 108	3 667 254	30 106 717 452

Выручка при 100% загрузке, руб./год	159 447 261 000		
Точка безубыточности, % от загрузки	3,0%		
Выручка в точке безубыточности, руб./год	4 764 576 165	149 409	тонн в год
Операционный рычаг (X% = доля прибыли в изменении выручки)	19%		

Точка безубыточности (работа с нулевой прибылью) соответствует точке пересечения графиков выручки и полных затрат и составляет **4 764 576 165** руб. / год (**149 409** тн в год). Это очень низкий показатель безубыточности, связанный со значительным горизонтом планирования, а также с тем, что обороты товарной продукции значительно превышают все затраты, возникающие в связи с переработкой сырья.

Безубыточный объем продаж обеспечивают всего **1,3%** проектной мощности предприятия. Превышение этого параметра на каждый 1% (операционный рычаг) обеспечивает прирост выручки на **16%**, что ведет к возникновению и росту чистой прибыли.

График 30. Расчет точки безубыточности.

Задача-минимум для команды проекта – обеспечить достижение и превышение точки безубыточности.

6.3. АНАЛИЗ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ NPV

Для анализа рисков проекта дополнительно проведен анализ чувствительности суммарного **NPV** к изменению каждого из 5 основных параметров проекта на **10** и **20%** как в сторону увеличения, так и уменьшения их значений. При изменении одного параметра остальные параметры проекта сохраняют свои базовые значения.

Основными параметрами для анализа чувствительности NPV выбраны:

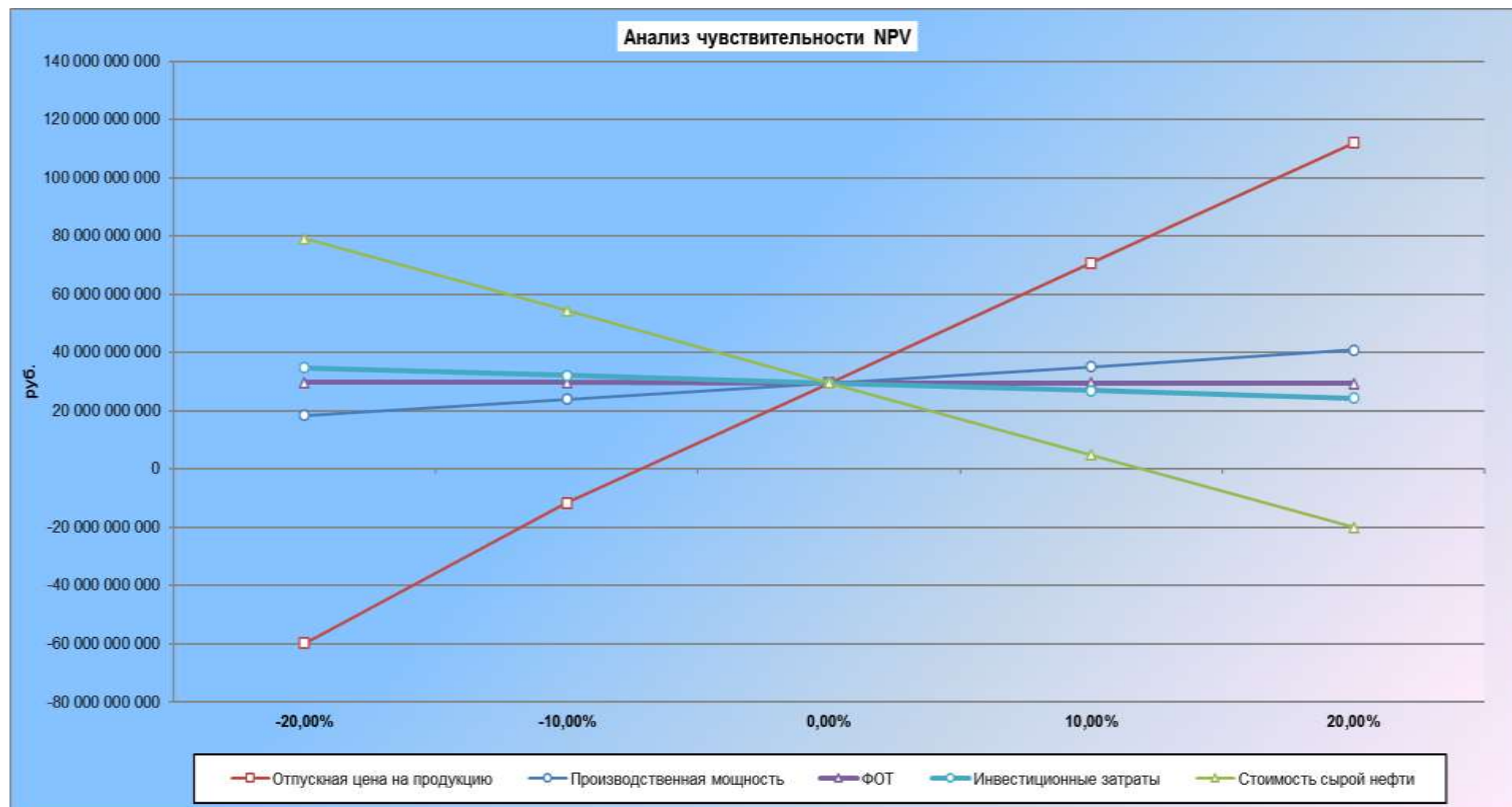
- производственная мощность;
- средняя отпускная цена на продукцию;
- стоимость сырой нефти;
- фонд оплаты труда;
- инвестиционные затраты.

Результаты анализа чувствительности по указанным параметрам приводятся на соответствующем графике ниже.

Таблица 29. Чувствительность NPV к изменениям ключевых параметров проекта.

Анализ чувствительности NPV					
Процент изменение параметров	-20,00%	-10,00%	0,00%	10,00%	20,00%
Коэффициент изменения параметров	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20
Производственная мощность	4 000 000	4 500 000	5 000 000	5 500 000	6 000 000
NPV проекта на момент его начала	18 385 642 604	23 985 526 796	29 583 200 808	35 179 803 842	40 776 406 877
Отпускная цена на продукцию	25 512	28 701	31 889	35 078	38 267
NPV проекта на момент его начала	-59 871 027 192	-11 591 713 669	29 583 200 808	70 735 302 530	111 887 404 253
Стоимость сырой нефти	15 040	16 920	18 800	20 680	22 560
NPV проекта на момент его начала	79 102 342 499	54 342 771 653	29 583 200 808	4 810 784 845	-19 964 568 486
ФОТ	117 350 400	132 019 200	146 688 000	161 356 800	176 025 600
NPV проекта на момент его начала	29 729 766 240	29 656 483 524	29 583 200 808	29 509 918 091	29 436 635 375
Инвестиционные затраты	37 800 000 000	42 525 000 000	47 250 000 000	51 975 000 000	56 700 000 000
NPV проекта на момент его начала	34 816 862 000	32 200 031 404	29 583 200 808	26 966 370 211	24 348 134 826

График 31. Чувствительность NPV к изменениям ключевых параметров проекта.



Возрастающий наклон кривой на графике отражает положительное влияние на финансовую эффективность бизнеса. Снижающийся наклон кривой на графике отражает отрицательное влияние на финансовую эффективность бизнеса.

Анализ чувствительности показал, что наиболее сильное **положительное влияние** на NPV оказывает один фактор: отпускная цена на нефтепродукты. Чем выше цена, тем более экономически эффективным является предприятие (по рентабельности и объему чистой прибыли). NPV проекта становится отрицательным при снижении этого фактора более чем на **9%** без компенсационных мер.

Наиболее сильное **негативное влияние** на NPV оказывает стоимость сырой нефти. Это определяющий фактор. Такие факторы, как производственная мощность, фонд оплаты труда или стоимость реализации проекта оказывают несопоставимо меньшее влияние. NPV проекта становится отрицательным при увеличении этого фактора более чем на **15%** без компенсационных мер.

Таким образом, необходимо добиваться диверсификации производства с максимально возможной глубиной переработки сырья; планировать повышение уровня цен на продукцию на уровне инфляции и за счет оптимизации сбыта в соответствии с фактическим спросом.

В целом анализ показывает, что при разумных предполагаемых рисках критичных изменений для проекта не наступает.

Важно отметить, что при увеличении периода планирования после погашения кредита и возврата инвестированных средств владельцу проекта, значение NPV существенно возрастает, что ведет к увеличению устойчивости проекта и обеспечивает дополнительную финансовую стабильность.

Кроме этого, установленные в данном бизнес-плане отпускные цены за счет действия инфляции станут более конкурентоспособными к 2019 г. (началу производства).

7. ФИНАНСОВЫЙ ПЛАН ПРОЕКТА

7.1. ОСНОВНЫЕ ПРЕДПОЛОЖЕНИЯ К РАСЧЕТАМ

Для проведения расчетов была построена финансово-экономическая модель данного проекта на период с 2017 по 2028 гг.

Используемая в данном технико-экономическом обосновании система показателей является международной и универсальной для оценки всех типов инвестиционных проектов. Она также рекомендована для оценки инвестиционных проектов, проводимых Всемирным Банком (World Bank) во всем мире. Кроме того, введены дополнительные показатели, необходимые для корректной оценки данного инвестиционного проекта.

Ключевые понятия

Кредитором называется лицо (банк или другая кредитная организация, имеющая лицензию на осуществление кредитной деятельности), которое зарабатывает прибыль на финансовых рынках путём предоставления денег заёмщикам под проценты. Кредитная процентная ставка должна быть выше ставки рефинансирования Центрального банка РФ на величину, называемую маржой банка (кредитной организации). Согласно Налоговому кодексу РФ, маржа подпадает под налогообложение и поэтому не может быть отрицательной.

Займодателем называется лицо (физическое или юридическое), предоставляющее займ (или ссуду) владельцу проекта, в реализации которого займодаделец заинтересован. Займодаделец может предоставлять беспроцентный займ или процентный займ, но по ставке не выше ставки рефинансирования. В этих случаях займодаделец не зарабатывает прибыли непосредственно на займе, не платит налог с процентов, не конкурирует с кредитными организациями и поэтому может не иметь лицензии на осуществление кредитной деятельности.

Заёмщиком называется лицо (физическое или юридическое), получающее кредит у кредитной организации или берущее займ (ссуду) у займодателя.

Инвестором (соинвестором) называется лицо (физическое или юридическое), которое вкладывает свои или привлечённые деньги (у кредиторов или займодателей) для реализации конкретного инвестиционного проекта под свой предпринимательский риск. При этом инвестор (соинвестор) может либо участвовать в уставном капитале предприятия, реализующего инвестиционный проект, либо не участвовать, но получать доход на вложенный капитал на основе инвестиционного договора.

Владельцем проекта называется лицо (юридическое лицо или команда проекта как группа физических и/или юридических лиц), которое обладает всеми технологическими, организационными и юридически значимыми правами и возможностями, необходимыми для реализации проекта. Владелец проекта может выполнять функции владельца предприятия, инвестора проекта, а также привлечь для реализации проекта заёмные средства у своих партнёров, соинвесторов, займодателей и кредиторов. Владелец проекта как предприниматель осуществляет свои функции под свой предпринимательский риск.

Расчеты проведены в условно постоянных ценах, чтобы учёт предполагаемой инфляции не искажал действительную эффективность проекта.

Финансовый анализ проекта проводится целью проверить выгодность вложения инвестиционных средств в проект и сравнить эту выгодность с **альтернативными вариантами** использования этих средств.

Простейшей альтернативой является использование денежных средств для получения гарантированного дохода, например, путем помещения денег в банк под проценты. При условно постоянных ценах банковский вклад будет расти заведомо меньшими темпами, чем принятая в расчёте ставка дисконтирования.

Стандартная система показателей **базируется на денежных потоках инвестиционного проекта**. В расчёте учитываются только «живые» деньги, реально оборачивающиеся на протяжении всего срока реализации проекта.

Каждый единичный период осуществления проекта (в данном случае – 1 месяц) характеризуется следующими величинами денежного потока:

- приток, равный сумме денежных поступлений в этом периоде;
- отток, равный сумме всех расходов в этом периоде;
- сальдо (чистая выгода), равное разности между притоком и оттоком.

Экономический смысл применения ставки дисконтирования

Дисконтирование денежных потоков – это приведение их разновременных значений к их ценности на определенный момент времени – обычно на момент начала реализации проекта (при расчёте **NPV = Net Present Value**), а иногда дополнительно проводят расчёты и на момент окончания проекта или на другой интересующий момент в будущем (при расчёте **NFV = Net Future Value**). Понятие «дисконтирование» означает, что для кредитора ценность будущих денег экспоненциально убывает со временем, что точно соответствует экспоненциальному росту каждой выданной в кредит суммы под процент, равный ставке дисконтирования.

Чистая выгода (сальдо денежных потоков) за отдельные периоды

Это выручка за вычетом всех затрат (приток денег за вычетом их оттока). Оборотные средства требуются для поддержания деятельности в те периоды, когда у предприятия образуется отрицательное сальдо (выручки не хватает на погашение всех текущих затрат).

Сумма чистых выгод нарастающим итогом как функция времени **СЧВ(t)** это накопленное сальдо денежного потока за период от начала реализации проекта до всех последовательных моментов времени **t_i**.

Дисконтированная сумма чистых выгод нарастающим итогом - NPV(t)

Дисконтированная сумма чистых выгод нарастающим итогом как функция времени это накопленное сальдо дисконтированного денежного потока за период от начала реализации проекта до всех последовательных моментов времени **t_i**. Эта функция называется также функцией суммы чистого дисконтированного дохода **NPV(t)**. **NPV** за прогнозный период часто называют чистым дисконтированным доходом проекта или просто **NPV проекта**.

Положительное значение **NPV** проекта соответствует сумме денег (прибыль после момента окупаемости инвестиций), которую получит инвестор (владелец проекта) за весь прогнозный период реализации проекта в «сегодняшних» деньгах.

Чистый дисконтированный доход проекта - NPV (Net Present Value):

$$NPV = \sum \varphi_m \cdot \alpha_m, \text{ где:}$$

φ_m - денежный поток (прирост чистых выгод за **m**-й период),

$\alpha_m = 1 / (1 + E)^{(t_m - t_0)}$ – коэффициент дисконтирования, то есть коэффициент, отражающий «уменьшение ценности денег» для кредитора за период (**t_m - t₀**),

E – ставка или процент дисконтирования за единичный период (% / период),

t_m - момент окончания **m**-го периода (в данном случае - **m**-го месяца),

t₀ - момент приведения (в данном случае – начало финансирования проекта).

Обозначим годовую ставку дисконтирования **E** как **R** (%/год), а квартальную и месячную ставку дисконтирования обозначим как **R_{кв}** (%/кв.) и **R_{мес}** (%/мес).

Если, например, годовая кредитная ставка **R** определена в размере 12 %/год, то месячную **R_{мес}** и квартальную **R_{кв}** ставки кредита можно рассчитать по формулам:

$$R_{мес} = (1 + R)^{1/12} - 1 = 1,12^{1/12} - 1 = 0,9489 \text{ \%/месяц,}$$

$$R_{кв} = (1 + R)^{1/4} - 1 = 1,12^{1/4} - 1 = 2,8737 \text{ \%/квартал.}$$

С точки зрения кредитора, отданный в кредит капитал K_0 должен расти по экспоненте:

$$K(t) = K_0 \cdot \exp(a \cdot t), \quad a = \ln(1 + R) = (dK/dt) / K - \text{постоянная роста капитала.}$$

Именно поэтому коэффициент дисконтирования убывает по экспоненте $\alpha(t) = \exp(-a \cdot t)$.

За один квартал ($t = 0,25$) капитал должен возрасти в $\exp(a \cdot 0,25) = (1 + R)^{0,25}$ раз, что точно равно обратной величине квартального коэффициента дисконтирования $1/(1 + R_{\text{кв}})$.

Очевидно, что $a = \ln(1 + R) = < 12 \cdot R_{\text{мес}} < 4 \cdot R_{\text{кв}} < R$. Например, для $R = 12\%$ /год величина $a = 11,33\%$ /год $< 12 \cdot R_{\text{мес}} = 11,3866\% < 4 \cdot R_{\text{кв}} = 11,4949\% < R = 12\%$ /год.

Сроки окупаемости по денежным потокам

Срок окупаемости или **простой (недисконтированный) срок окупаемости, рассчитанный по денежным потокам**, это продолжительность периода от момента приведения t_0 (начала реализации проекта) до момента простой окупаемости, то есть до такого момента времени $t_{\text{окуп}}$, при котором сумма чистых выгод нарастающим итогом $\text{СЧВ}(t_{\text{окуп}})$ становится равной нулю, превращаясь из отрицательной величины в положительную.

Дисконтированный срок окупаемости, рассчитанный по денежным потокам, это продолжительность периода от момента приведения t_0 (начала реализации проекта) до момента дисконтированной окупаемости, то есть до такого момента времени $t_{\text{окуп диск}}$, при котором сумма чистого дисконтированного дохода $\text{NPV}(t_{\text{окуп диск}})$ становится равной нулю, превращаясь из отрицательной величины в положительную.

В данном бизнес-плане в связи со спецификой финансирования проекта потребовалось ввести еще несколько понятий и соответствующих им показателей.

Функция остаточной стоимости основных фондов ОСОФ(t) – это остаточная стоимость принятых на баланс **основных фондов (Fixed Capital)** в текущий момент времени t , равная балансовой стоимости основных фондов за вычетом накопленной суммы амортизационных отчислений.

Дисконтированная остаточная стоимость основных фондов ДОСОФ(t) – это остаточная стоимость основных фондов **ОСОФ(t)**, умноженная на коэффициент дисконтирования $\cdot (t)$ в текущий момент времени t .

Сумма чистых выгод нарастающим итогом с учетом основных фондов – это сумма чистых выгод нарастающим итогом плюс остаточная стоимость основных фондов, то есть:

$$\text{СЧВОФ}(t) = \text{СЧВ}(t) + \text{ОСОФ}(t) .$$

Дисконтированная сумма чистых выгод нарастающим итогом с учётом основных фондов – это дисконтированная сумма чистых выгод нарастающим итогом $\text{NPV}(t)$ плюс дисконтированная остаточная стоимость основных фондов $\text{ДОСОФ}(t)$, то есть:

$$\text{NPVFC}(t) = \text{NPV}(t) + \text{ДОСОФ}(t) .$$

Эта величина по сравнению с обычным **NPV** более адекватно оценивает общий доход инвестора (владельца проекта), включающий не только накопленное сальдо дисконтированных денежных поступлений, но и имеющиеся активы предприятия по их дисконтированной остаточной стоимости. В связи с этим эффективность проекта в целом будет оцениваться по величине **NPVFC за прогнозный период**, то есть по **суммарному NPV проекта с учетом основных фондов за прогнозный период**.

Если суммарное **NPVFC** проекта с учетом основных фондов за прогнозный период больше нуля, то проект считается инвестиционно привлекательным.

Сроки окупаемости по денежным потокам с учетом основных фондов

Введённые две функции $\text{СЧВОФ}(t) = \text{СЧВ}(t) + \text{ОСОФ}(t)$ и $\text{NPVFC}(t) = \text{NPV}(t) + \text{ДОСОФ}(t)$ позволяют ввести еще два показателя сроков окупаемости, которые более адекватно оценивают действительные сроки окупаемости.

Определённые выше общепринятые сроки окупаемости $t_{\text{окуп}}$ и $t_{\text{окуп диск}}$ далее будем называть **сроками окупаемости по денежным потокам**, а вводимые здесь действительные сроки окупаемости, учитывающие остаточную стоимость основных фондов, будем называть старыми терминами.

Недисконтированный срок окупаемости (PayBack Period, PBP) это продолжительность периода от момента приведения t_0 (начала реализации проекта) до момента простой окупаемости, то есть до такого момента времени $t_{\text{окуп}}$, при котором сумма чистых выгод нарастающим итогом с учетом основных фондов $\text{СЧВОФ}(t_{\text{окуп}})$ становится равной нулю, превращаясь из отрицательной величины в положительную.

Дисконтированный срок окупаемости (Discounted PayBack Period, DPBP) это продолжительность периода от момента приведения t_0 (начала реализации проекта) до момента дисконтированной окупаемости, то есть до такого момента времени $t_{\text{окуп диск}}$, при котором сумма чистого дисконтированного дохода с учётом основных фондов $\text{NPVFC}(t_{\text{окуп диск}})$ становится равной нулю, превращаясь из отрицательной величины в положительную.

Накопленное сальдо от производственной деятельности это накопленный доход от продажи продукции (товаров, услуг) за вычетом текущих расходов.

Горизонт планирования выбран в **12** лет с момента начала финансирования проекта.

Шаг расчета равен одному году.

Формирование денежных потоков проекта

Чистые денежные потоки по шагам проекта формируются из операционных и инвестиционных оттоков и притоков денежных средств. На основе чистого денежного потока рассчитываются показатели эффективности проекта.

Распределение прибыли. В расчетах в процессе реализации проекта полученная прибыль передаётся в распоряжение инвестора (владельца проекта), а при временной нехватке средств у предприятия инвестор пополняет его оборотные средства из своего резерва.

Индекс доходности (Profitability Index, PI) – в данном проекте рассчитывается по-новому:

$$PI = 1 + NPV / DSI.$$

Он показывает относительную доходность проекта по денежным потокам для инвестора.

Критерий принятия проекта $PI > 1$.

Все расчеты приведены в российских рублях.

7.2. ПЛАН ДВИЖЕНИЯ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (CASH FLOW)

Предназначен для расчета денежного потока проекта и оценки его финансовой реализуемости.

Денежный поток проекта рассчитывается на каждом интервале планирования проекта как сальдо притока и оттока денежных средств:

- **приток:** поступления от реализации продукции (услуг), внереализационные доходы (продажа основных средств и пр.), увеличение акционерного (уставного) капитала за счет денежных взносов акционеров (учредителей), привлечение заемных средств (кредиты, ссуды, облигации);
- **отток:** инвестиционные издержки, текущие затраты (без амортизации), налоги и отчисления, погашение займов и выплата процентов, выплата дивидендов.

Основным условием финансовой реализуемости проекта считается положительное значение накопленного денежного потока проекта (рассчитанного нарастающим итогом) на каждом интервале планирования проекта. Выполнение данного условия обеспечивается подбором соответствующих источников финансирования, покрывающих дефицит денежных средств на этапе осуществления капитальных затрат и формирования первоначальных оборотных средств.

Важно отметить, что для реализации проекта должна иметься возможность привлечения внешних кредитов в случае изменения таких факторов, как рост стоимости создания предприятия, рост стоимости сырой нефти, снижение цен на нефтепродукты на внутреннем рынке, рост стоимости привлекаемых средств, а также другие причины привлечения внешних кредитов в случае целесообразности.

Накопленное сальдо от основной деятельности за прогнозный период составит **73 017 563 886 руб.**, из которого осуществляются расчеты с кредиторами и выплаты инвестору.

Данные отчета представлены по каждому периоду планирования.

Таблица 30. План движения денежных средств по годам.

все расчеты в рублях					
	2017	2018	2019	2020	2021
Порядковый номер года	1	2	3	4	5
ОСНОВНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ					
Поступления от основной деятельности	0	0	15 944 726 100	159 447 261 000	159 447 261 000
Выбытия на текущую деятельность:	236 606 581	714 289 041	13 943 003 769	137 233 980 085	143 446 750 130
Текущие затраты	16 005 000	27 210 000	170 688 000	170 688 000	170 688 000
Прямые затраты	0	0	12 841 318 863	128 413 188 630	128 413 188 630
Налог на прибыль	0	0	0	3 890 797 939	3 961 180 111
ЕСН (все начисления на ФОТ)	3 389 513	6 779 025	44 373 120	44 373 120	44 373 120
Налог на имущество	216 122 069	679 210 016	885 533 786	922 254 248	912 065 839
НДПИ	0	0	0	0	0
Налог на землю	610 000	610 000	610 000	610 000	610 000
Транспортный налог	480 000	480 000	480 000	480 000	480 000
НДС	0	0	0	3 791 588 148	9 944 164 429
Сальдо от основной деятельности	-236 606 581	-714 289 041	2 001 722 331	22 213 280 915	16 000 510 870
Сальдо от основной деятельности, накопл.	-236 606 581	-950 895 622	1 050 826 709	23 264 107 624	39 264 618 494
ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ					
Поступления инвестиций:	44 250 000 000	3 000 000 000	0	0	0
Вложения	44 250 000 000	3 000 000 000	0	0	0
Выбытия на инвестиционную деятельность:	9 897 786 674	24 812 027 819	9 977 694 159	2 132 221 430	0
Разрешительная документация	1 778 567 382	1 383 330 186	790 474 392	0	0
Обустройство скважин	1 497 555 001	8 985 330 007	4 492 665 003	0	0
Оборудование предприятия	6 396 664 291	10 661 107 151	2 132 221 430	2 132 221 430	0
Сырье	0	0	2 408 333 333	0	0
Общезаводское хозяйство	225 000 000	225 000 000	0	0	0
Транспорт	0	66 000 000	154 000 000	0	0
Прочее	0	3 491 260 475	0	0	0
ФИНАНСОВАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ					
Поступления инвестиций:	44 250 000 000	3 000 000 000	0	0	0
Вложения	44 250 000 000	3 000 000 000	0	0	0
Выбытия на финансовую деятельность:	0	336 844 454	358 466 424	15 895 966 424	18 775 022 439
Уплата процентов	0	336 844 454	358 466 424	358 466 424	237 522 439
Возврат основной суммы долга	0	0	0	15 537 500 000	18 537 500 000
Текущие выплаты инвестору	34 115 606 745	-22 963 161 314	-8 434 438 252	4 094 138 594	-2 873 958 950
Выплаты инвестору нарастающим итогом	34 115 606 745	11 167 521 321	2 748 158 959	7 510 827 910	5 301 579 434
Итого поступлений	44 013 393 419	2 285 710 959	2 001 722 331	22 222 326 449	16 001 063 489
Итого выбытий	9 897 786 674	25 148 872 273	10 336 160 583	18 028 187 854	18 775 022 439
Остаток ДС на конец периода	0	100 000 000	100 000 000	100 000 000	100 000 000

	ОДДС				
все расчеты в рублях					
	2022	2023	2024	2025	2026
Порядковый номер года	6	7	8	9	10
ОСНОВНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ					
Поступления	159 447 261 000	159 447 261 000	159 447 261 000	159 447 261 000	159 447 261 000
Выбытия на текущую деят-ть:	143 462 782 159	143 473 664 795	143 463 646 193	143 453 627 591	143 443 608 988
Текущие затраты	170 688 000	170 688 000	170 688 000	170 688 000	170 688 000
Прямые затраты	128 413 188 630	128 413 188 630	128 413 188 630	128 413 188 630	128 413 188 630
Налог на прибыль	3 987 400 549	4 008 471 594	4 008 641 400	4 008 811 207	4 008 981 014
ЕСН (все начисления на ФОТ)	44 373 120	44 373 120	44 373 120	44 373 120	44 373 120
Налог на имущество	901 877 431	891 689 022	881 500 613	871 312 204	861 123 795
НДПИ	0	0	0	0	0
Налог на землю	610 000	610 000	610 000	610 000	610 000
Транспортный налог	480 000	480 000	480 000	480 000	480 000
НДС	9 944 164 429	9 944 164 429	9 944 164 429	9 944 164 429	9 944 164 429
Сальдо от осн деятельности	15 984 478 841	15 973 596 205	15 983 614 807	15 993 633 409	16 003 652 012
Сальдо, накопл.	55 249 097 335	71 222 693 540	87 206 308 347	103 199 941 757	119 203 593 768
ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ					
Поступления инвестиций:	0	0	0	0	0
Вложения	0	0	0	0	0
Выбытия на инвест. деятельность:	0	0	0	0	0
Разрешительная документация	0	0	0	0	0
Обустройство скважин	0	0	0	0	0
Оборудование предприятия	0	0	0	0	0
Сырье	0	0	0	0	0
Общезаводское хозяйство	0	0	0	0	0
Транспорт	0	0	0	0	0
Прочее	0	0	0	0	0
ФИНАНСОВАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ					
Поступления инвестиций:	0	0	0	0	0
Вложения	0	0	0	0	0
Выбытия на фин деятельность:	13 269 956 485	0	0	0	0
Уплата процентов	94 956 485	0	0	0	0
Возврат основной суммы долга	13 269 956 485	0	0	0	0
Текущие выплаты инвестору	2 612 612 415	15 873 596 205	15 883 614 807	15 893 633 409	15 903 652 012
Выплаты инвестору нараст	6 581 552 086	22 455 148 292	38 338 763 099	54 232 396 508	70 136 048 520
Итого поступлений	15 982 568 900	15 973 596 205	15 983 614 807	15 993 633 409	16 003 652 012
Итого выбытий	13 269 956 485	0	0	0	0
Остаток ДС на конец периода	100 000 000	100 000 000	100 000 000	100 000 000	100 000 000

	ОДДС		
все расчеты в рублях			
	2027	2028	Итого, руб.
Порядковый номер года	11	12	
ОСНОВНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ			
Поступления	159 447 261 000	159 447 261 000	1 450 970 075 100
Выбытия на текущую деят-ть:	143 433 590 386	143 423 571 784	1 299 729 121 502
Текущие затраты	170 688 000	170 688 000	1 750 095 000
Прямые затраты	128 413 188 630	128 413 188 630	1 168 560 016 537
Налог на прибыль	4 009 150 821	4 009 320 628	35 892 755 262
ЕСН (все начисления на ФОТ)	44 373 120	44 373 120	453 899 738
Налог на имущество	850 935 386	840 746 977	9 714 371 384
НДПИ	0	0	0
Налог на землю	610 000	610 000	7 320 000
Транспортный налог	480 000	480 000	5 760 000
НДС	9 944 164 429	9 944 164 429	83 344 903 582
Сальдо от осн деятельности	16 013 670 614	16 023 689 216	151 240 953 598
Сальдо, накопл.	135 217 264 382	151 240 953 598	
ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ			0
Поступления инвестиций:	0	0	47 250 000 000
Вложения	0	0	47 250 000 000
Выбытия на инвест. деятельность:	0	0	46 819 730 082
Разрешительная документация	0	0	3 952 371 960
Обустройство скважин	0	0	14 975 550 011
Оборудование предприятия	0	0	21 322 214 302
Сырье	0	0	2 408 333 333
Общезаводское хозяйство	0	0	450 000 000
Транспорт	0	0	220 000 000
Прочее	0	0	3 491 260 475
ФИНАНСОВАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ			
Поступления инвестиций:	0	0	47 250 000 000
Вложения	0	0	47 250 000 000
Выбытия на фин деятельность:	0	0	48 636 256 226
Уплата процентов	0	0	1 386 256 226
Возврат основной суммы долга	0	0	47 250 000 000
Текущие выплаты инвестору	15 913 670 614	15 923 689 216	101 942 655 502
Выплаты инвестору нараст	86 049 719 134	101 973 408 349	
Итого поступлений	16 013 670 614	16 023 689 216	198 498 641 810
Итого выбытий	0	0	95 455 986 308
Остаток ДС на конец периода	100 000 000	100 000 000	

Таким образом, доход владельца проекта после возврата инвестиций оценивается в **49 302 632 747** руб. за период планирования, что соответствует **7 043 233 249,57** руб. в год. Доход владельца проекта облагается налогом на дивиденды по ставке **13%** и далее распределяется между инвестором и членами команды проекта.

7.3. ПЛАН ПРИБЫЛЕЙ И УБЫТКОВ (ОПУ)

Представляет собой самую привычную форму финансовой оценки (форма №2 приложения к балансу предприятия). Назначение этой формы – анализ на каждом интервале планирования соотношения доходов предприятия (проекта), относимых в соответствии с учетной политикой предприятия к данному периоду, со связанными с ними расходами, а также налоговыми выплатами и дивидендами.

Отчет (прогноз) о прибылях и убытках необходим для оценки эффективности текущей (хозяйственной) деятельности. Его анализ позволяет также оценить размер чистой прибыли, являющейся наряду с амортизацией одним из основных источников денежных средств для возврата займов, привлеченных на финансирование инвестиционных издержек проекта.

Таблица 31. План прибылей и убытков по годам.

все расчеты в рублях						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Порядковый номер года	1	2	3	4	5	6
Поступления от основной деятельности	0	0	13 512 479 746	135 124 797 458	135 124 797 458	135 124 797 458
Выбытия на текущую деятельность:	305 662 862	1 548 172 774	13 602 538 687	116 288 428 227	116 157 295 833	116 004 541 470
Текущие затраты	-200 000	4 800 000	24 000 000	24 000 000	24 000 000	24 000 000
Прямые затраты	0	0	11 403 488 952	114 034 889 517	114 034 889 517	114 034 889 517
ФОТ	11 205 000	22 410 000	146 688 000	146 688 000	146 688 000	146 688 000
ЕСН	3 389 513	6 779 025	44 373 120	44 373 120	44 373 120	44 373 120
Налог на имущество	216 122 069	679 210 016	885 533 786	922 254 248	912 065 839	901 877 431
НДПИ	0	0	0	0	0	0
Налог на землю	610 000	610 000	610 000	610 000	610 000	610 000
Транспортный налог	480 000	480 000	480 000	480 000	480 000	480 000
Амортизация	74 056 281	497 039 279	738 898 405	756 666 917	756 666 917	756 666 917
Проценты начисленные	0	336 844 454	358 466 424	358 466 424	237 522 439	94 956 485
Прибыль от текущей деятельности	-305 662 862	-1 548 172 774	-90 058 941	18 836 369 231	18 967 501 624	19 120 255 988
Налог на прибыль	0	0	0	3 881 752 405	3 960 627 492	3 989 310 490
Чистая прибыль	-305 662 862	-1 533 096 884	-74 983 051	14 960 647 182	15 009 084 607	15 123 305 735
Чистая прибыль накопл.	-305 662 862	-1 853 835 636	-1 943 894 577	13 010 722 249	28 017 596 382	43 148 541 880

	ОПУ						
все расчеты в рублях							
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Итого, руб.
Порядковый номер года	7	8	9	10	11	12	
Поступления от осн деятельности	135 124 797 458	135 124 797 458	135 124 797 458	135 124 797 458	135 124 797 458	135 124 797 458	1 229 635 656 864
Выбытия на тек деятельность:	115 899 396 576	115 889 208 167	115 879 019 758	115 868 831 349	115 858 642 940	115 848 454 531	1 059 150 193 175
Текущие затраты	24 000 000	24 000 000	24 000 000	24 000 000	24 000 000	24 000 000	244 600 000
Прямые затраты	114 034 889 517	114 034 889 517	114 034 889 517	114 034 889 517	114 034 889 517	114 034 889 517	1 037 717 494 607
ФОТ	146 688 000	146 688 000	146 688 000	146 688 000	146 688 000	146 688 000	1 500 495 000
ЕСН	44 373 120	44 373 120	44 373 120	44 373 120	44 373 120	44 373 120	453 899 738
Налог на имущество	891 689 022	881 500 613	871 312 204	861 123 795	850 935 386	840 746 977	9 714 371 384
НДПИ	0	0	0	0	0	0	0
Налог на землю	610 000	610 000	610 000	610 000	610 000	610 000	7 320 000
Транспортный налог	480 000	480 000	480 000	480 000	480 000	480 000	5 760 000
Амортизация	756 666 917	756 666 917	756 666 917	756 666 917	756 666 917	756 666 917	8 119 996 220
Проценты начисленные	0	0	0	0	0	0	1 386 256 226
Прибыль от текущей деятельности	19 225 400 882	19 235 589 290	19 245 777 699	19 255 966 108	19 266 154 517	19 276 342 926	170 485 463 690
Налог на прибыль	4 008 471 594	4 008 641 400	4 008 811 207	4 008 981 014	4 009 150 821	4 009 320 628	35 885 067 050
Чистая прибыль	15 216 929 288	15 226 947 890	15 236 966 492	15 246 985 094	15 257 003 696	15 267 022 299	134 600 396 640
Чистая прибыль накопл.	58 365 471 168	73 592 419 058	88 829 385 550	104 076 370 645	119 333 374 341	134 600 396 640	

Прибыль (до вычета налога на прибыль)	170 485 463 690
Текущие расходы с амортиз. и налогами без НДС	1 059 150 193 175
Сумма НДС	83 344 903 582
Себестоимость	1 142 495 096 757
Рентабельность по прибыли	14,92%
Налог на прибыль	35 885 067 050
Чистая прибыль	134 600 396 640
Рентабельность по чистой прибыли	10,95%

График 32. Выручка, затраты, прибыль.

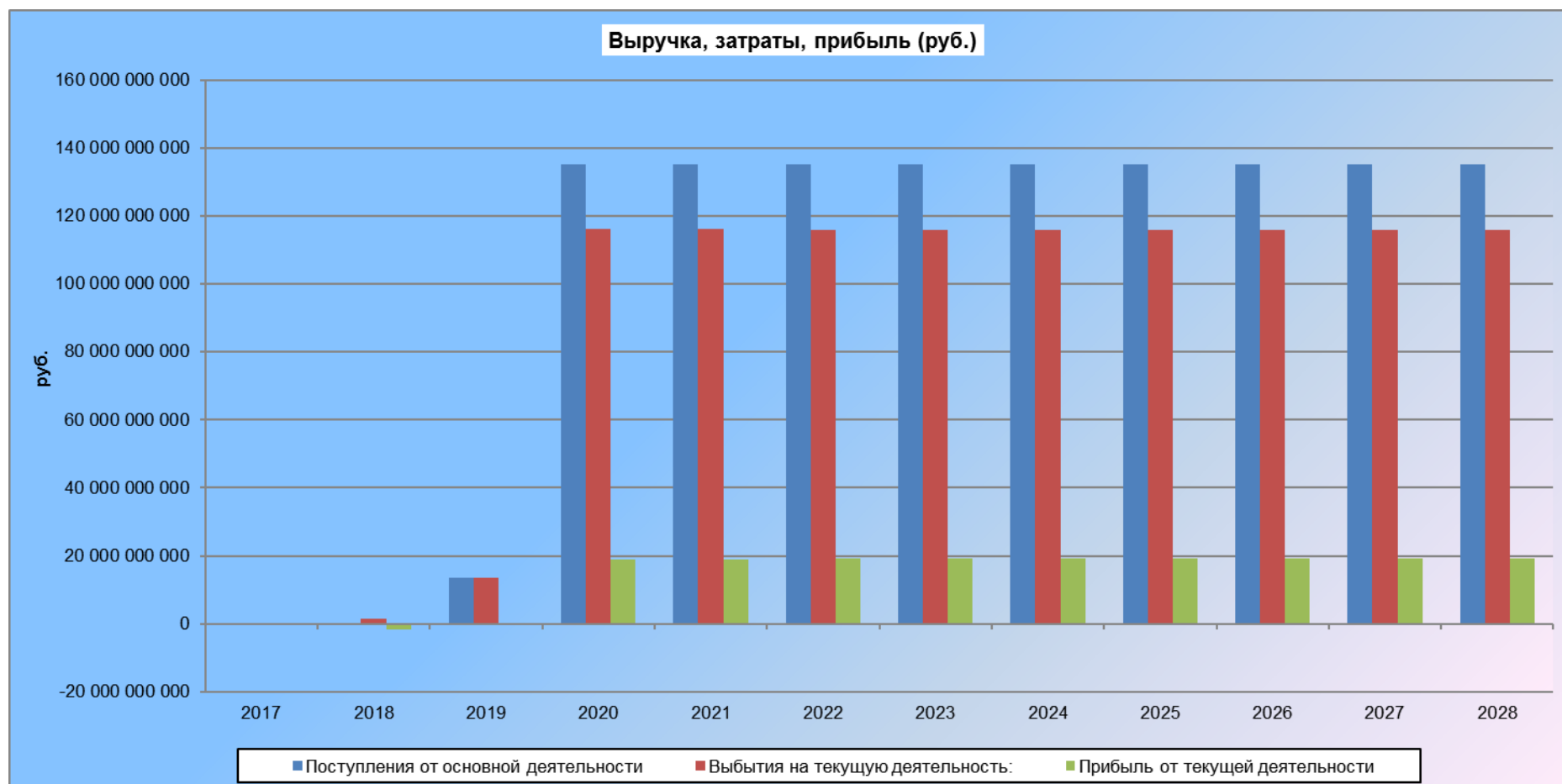


График 33. Динамика чистой прибыли.

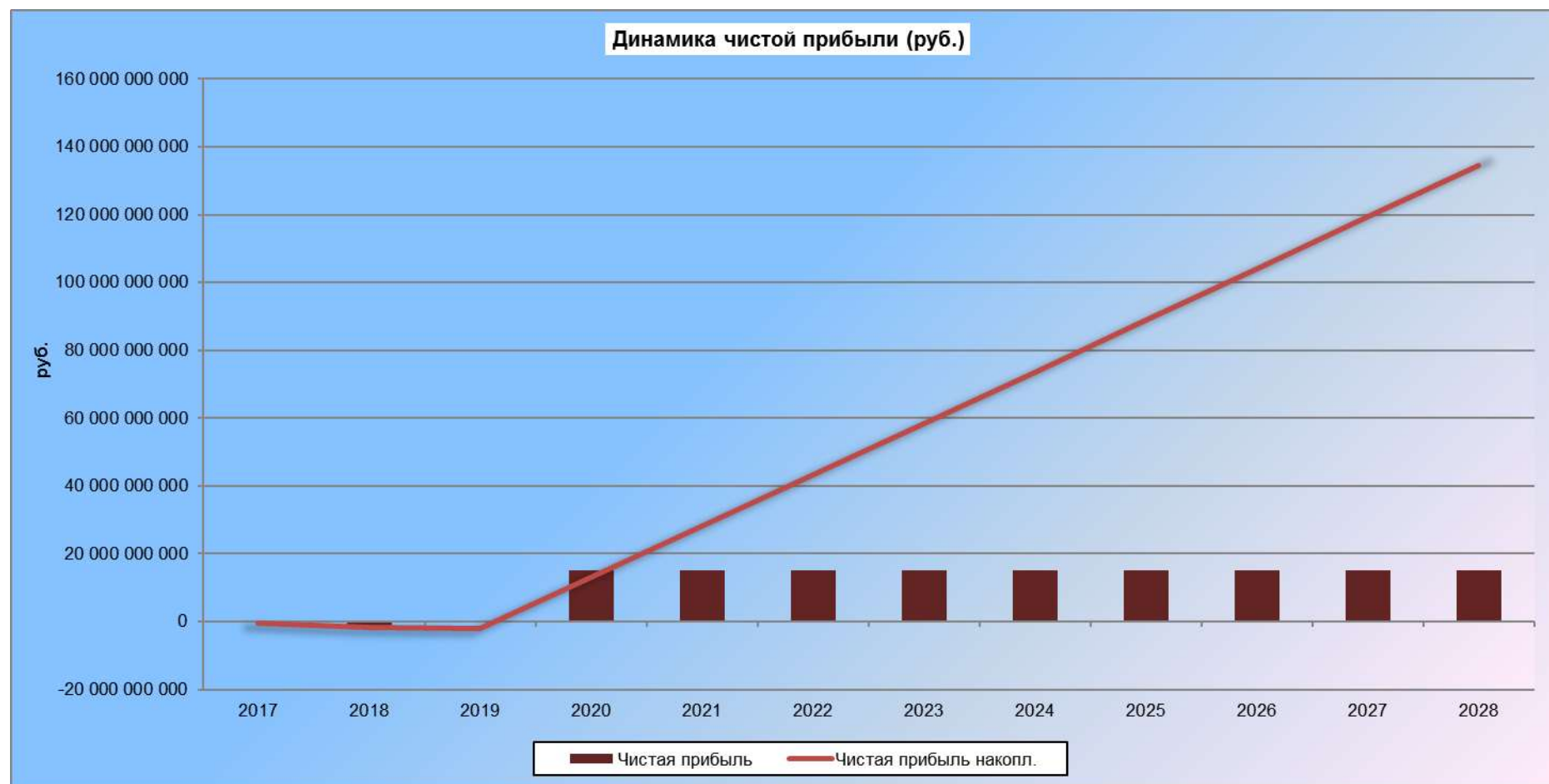
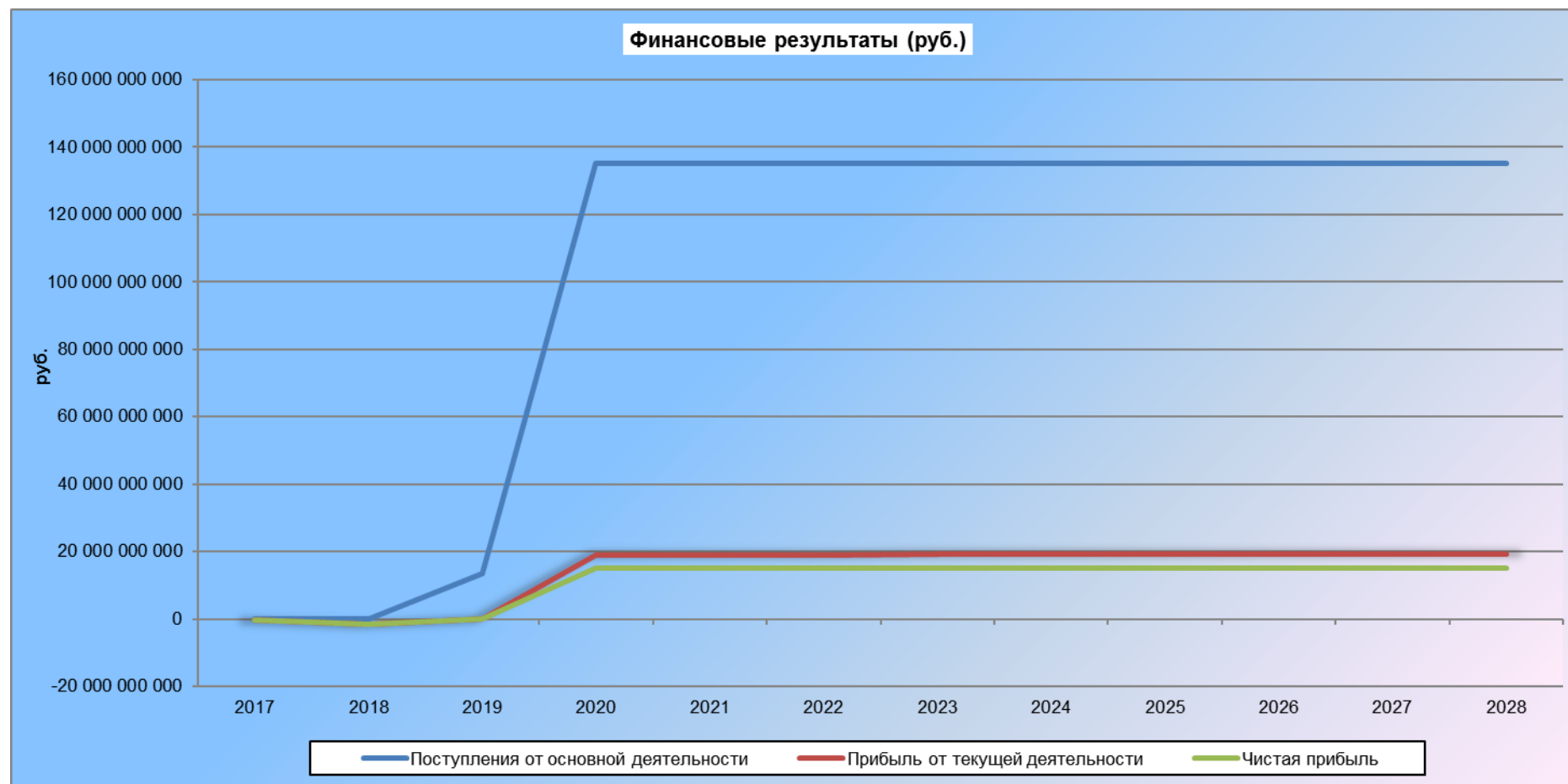


График 34. Финансовые результаты.



7.4. АКЦИЗЫ НА НЕФТЕПРОДУКТЫ

Нефтедобывающая и нефтеперерабатывающая отрасли в нашей стране принадлежат к числу высокодоходных, причем, как для самих производителей и экспортеров топлива, так и для государства, получающего в бюджет огромные суммы сборов и налогов. Одним из последних является акциз – косвенный налог, который приходится уплачивать покупателю нефтепродукта (для этого он сразу включается в его отпускную стоимость).

Акцизы на нефтепродукты устанавливаются в соответствии с соответствующими положениями Налогового кодекса РФ. Порядок уплаты данного налога, равно как и список подакцизной продукции, прописаны также и в Таможенном кодексе. Этот перечень включает все виды автомобильного топлива и моторных масел.

Налоговый кодекс четко устанавливает момент начисления акциза – непосредственно в день отгрузки нефтепродукта покупателю. В качестве объекта налогообложения здесь выступает продажа подакцизного товара, как на внутреннем рынке, так и идущего на экспорт. Каждый вид топлива или сырья имеет свою ставку акциза, которая рассчитывается Минфином исходя из нескольких факторов:

- стоимости сырой нефти
- величины спроса и предложения
- текущей экономической ситуации
- конъюнктуры мирового рынка и пр.

Таким образом, ставки акцизов на нефтепродукты могут быть пересмотрены в любой момент, что автоматически должно находить отражение в заключаемых контрактах и договорах на поставку топлива. Фактически уплата акцизов на нефтепродукты ложится на плечи покупателя, однако продавец обязан отчитываться по полученным средствам, подавая ежемесячную декларацию по акцизам.

С 1 апреля 2016 года вступили в силу изменения: увеличены ставки акциза на автомобильный бензин, дизтопливо, прямогонный бензин и средние дистилляты.

Основанием начисления акцизов на нефтепродукты является статья **193** Налогового кодекса РФ.

Таблица 32. Ставки акцизов на нефтепродукты.

Виды подакцизных товаров	Налоговая ставка
Автомобильный бензин:	
— не соответствующий классу 5	13 100 руб. за 1 т
— класса 5	10 130 руб. за 1 т
Дизельное топливо	5293 руб. за 1 т
Моторные масла для дизельных и (или) карбюраторных (инжекторных) двигателей	6000 руб. за 1 т
Прямогонный бензин	13 100 руб. за 1 т
Бензол, параксилол, ортоксилол*	3000 руб. за 1 т
Авиационный керосин	3000 руб. за 1 т
Средние дистилляты	5293 руб. за 1 т

7.5. НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ НПЗ

Принятой в данном бизнес-плане системой налогообложения является Общая система налогообложения (ОСН), по которой действуют следующие виды и ставки налогов.

Определение налоговой базы по НДС. В связи с принятием Закона №118-ФЗ и Закона №119-ФЗ с 01.01.2006 г. изменён порядок начисления НДС, подлежащего взносу в бюджет, и принятие к вычету НДС по приобретённому имуществу, принятым работам и услугам. С 1 января 2006 г. налоговая база определяется не по моменту перехода права собственности на отгруженную продукцию, товары, выполненные работы и оказанные услуги, а по моменту отгрузки произведённой продукции, товаров, выполнении работ и оказании услуг, что учтено в расчётах по проектируемому комплексу.

В расчетах автоматически учитываются: начисленный НДС (**18%**), НДС к зачёту, НДС к уплате.

Налог на имущество. Налог уплачивается в размере, соответствующем **2,2 %** от балансовой стоимости принятых на баланс основных фондов (без НДС).

Остаточная стоимость основных фондов вычисляется как разность между балансовой стоимостью (без НДС) и накопленной суммой амортизации. Линейная амортизация от балансовой стоимости начисляется ежемесячно по каждому объекту со своим периодом амортизации. Амортизация на землю не начисляется.

Условный единый социальный налог. Единый социальный налог в расчетах по проектируемому предприятию включен в состав расходов по содержанию персонала по ставке в размере 30% от фонда оплаты труда + минимальный взнос 0,20 % для страхования от несчастных случаев = **30,20 %**.

Налог на прибыль исчисляется в размере **20%** от полученной прибыли.

Амортизация. Планируется, что на баланс предприятия будет поставлен имущественный комплекс со сроком амортизации 10 лет.

Диаграмма 15. Структура налоговых отчислений.



Как видно из диаграммы выше, наибольшая доля налоговых отчислений приходится на **НДС** (с учетом НДС к возврату) – **64,40%** и **налог на прибыль** – **27,73%**.

Доля налогов в выручке – **8,6%** (при доле <20% оптимизация нецелесообразна).

Таблица 33. Налогообложение на период планирования по годам.

	Текущие налоги начисленные												
все расчеты в рублях													
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Итого, руб.
Порядковый номер года	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Налог на прибыль	0	0	0	3 890 797 939	3 961 180 111	3 987 400 549	4 008 471 594	4 008 641 400	4 008 811 207	4 008 981 014	4 009 150 821	4 009 320 628	35 892 755 262
ЕСН (все начисления на ФОТ)	3 389 513	6 779 025	44 373 120	44 373 120	44 373 120	44 373 120	44 373 120	44 373 120	44 373 120	44 373 120	44 373 120	44 373 120	453 899 738
Налог на имущество	9 005 086	37 305 504	65 197 658	75 324 501	76 430 004	75 580 970	74 731 936	73 882 901	73 033 867	72 184 833	71 335 799	70 486 765	774 499 825
Налог на землю	610 000	610 000	610 000	610 000	610 000	610 000	610 000	610 000	610 000	610 000	610 000	610 000	7 320 000
Транспортный налог	480 000	480 000	480 000	480 000	480 000	480 000	480 000	480 000	480 000	480 000	480 000	480 000	5 760 000
НДС	0	0	0	3 791 588 148	9 944 164 429	9 944 164 429	9 944 164 429	9 944 164 429	9 944 164 429	9 944 164 429	9 944 164 429	9 944 164 429	83 344 903 582
Итого налоги, руб.	13 484 599	45 174 529	110 660 778	7 803 173 708	14 027 237 664	14 052 609 068	14 072 831 078	14 072 151 851	14 071 472 624	14 070 793 397	14 070 114 169	14 069 434 942	120 479 138 406

Таким образом, за период планирования будет начислено налогов на сумму **120 479 138 406 руб.**, в том числе НДС к уплате в размере **83 344 903 582 руб.** (с учетом НДС к возврату) и налог на прибыль в размере **35 892 755 262 руб.**

7.6. ПРОГНОЗ ДОХОДОВ ИНВЕСТОРА

Для реализации проекта требуется инвестировать **47 250 000 000** руб. из двух источников:

- **4 250 000 000** руб. за счет собственных средств владельца проекта (1,6% инвестиций),
- **42 525 000 000** руб. в виде инвестиционного кредита по ставке **9,0%** годовых (98,4% инвестиций), возврат тела кредита – с 4-го по 6-й год включительно, уплата процентов – с момента получения транша.

Итого срок использования инвестиционных средств – **5,0** лет.

По кредиту будет начислено процентов **1 386 256 226** руб.

Доход инвестора за предоставление финансирования выплачивается на протяжении 6 лет в виде доли от прибыли в размере 51%. Преположительный объем дохода по инвестиционной деятельности составляет **48,6** млрд. руб.

Таблица 34. План получения и возврата финансирования.

	Кредиты												
все расчеты в рублях													
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Итого, руб.
Порядковый номер года	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Поступление 1 транша	4 725 000 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4 725 000 000
Уплата процентов по траншу	0	51 975 000	51 975 000	51 975 000	25 987 500	0	0	0	0	0	0	0	181 912 500
Возврат основной суммы долга	0	0	0	2 362 500 000	2 362 500 000	0	0	0	0	0	0	0	4 725 000 000
Суммарные платежи по траншу	0	51 975 000	51 975 000	2 414 475 000	2 388 487 500	0	0	0	0	0	0	0	4 906 912 500
Текущий остаток долга	4 725 000 000	4 725 000 000	4 725 000 000	2 362 500 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Поступление 2 транша	39 525 000 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	39 525 000 000
Уплата процентов по траншу	0	284 869 454	284 869 454	284 869 454	189 912 969	94 956 485	0	0	0	0	0	0	1 139 477 816
Возврат основной суммы долга	0	0	0	13 175 000 000	13 175 000 000	13 175 000 000	0	0	0	0	0	0	39 525 000 000
Суммарные платежи по траншу	0	284 869 454	284 869 454	13 459 869 454	13 364 912 969	13 269 956 485	0	0	0	0	0	0	40 664 477 816
Текущий остаток долга	39 525 000 000	39 525 000 000	39 525 000 000	26 350 000 000	13 175 000 000	0	0	0	0	0	0	0	0
Поступление 3 транша	0	3 000 000 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3 000 000 000
Уплата процентов по траншу	0	0	21 621 970	21 621 970	21 621 970	0	0	0	0	0	0	0	64 865 910
Возврат основной суммы долга	0	0	0	0	3 000 000 000	0	0	0	0	0	0	0	3 000 000 000
Суммарные платежи по траншу	0	0	21 621 970	21 621 970	3 021 621 970	0	0	0	0	0	0	0	3 064 865 910
Сумма по всем траншам													0
Поступление траншей	44 250 000 000	3 000 000 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	47 250 000 000
Уплата процентов по траншам	0	321 768 564	343 390 534	343 390 534	234 759 346	104 506 188	0	0	0	0	0	0	1 386 256 226
Возврат основной суммы долга	0	0	0	14 875 000 000	17 875 000 000	14 500 000 000	0	0	0	0	0	0	47 250 000 000
Суммарные платежи по траншам	0	321 768 564	343 390 534	15 218 390 534	18 109 759 346	14 604 506 188	0	0	0	0	0	0	48 636 256 226
Текущий остаток долга	44 250 000 000	47 250 000 000	47 250 000 000	32 375 000 000	14 500 000 000	0	0	0	0	0	0	0	0

Итого будет возвращено инвестиций в размере **48 636 256 226** руб., в том числе **4 725 000 000** руб. инициатору проекта

График 35. Получение и погашение долга.

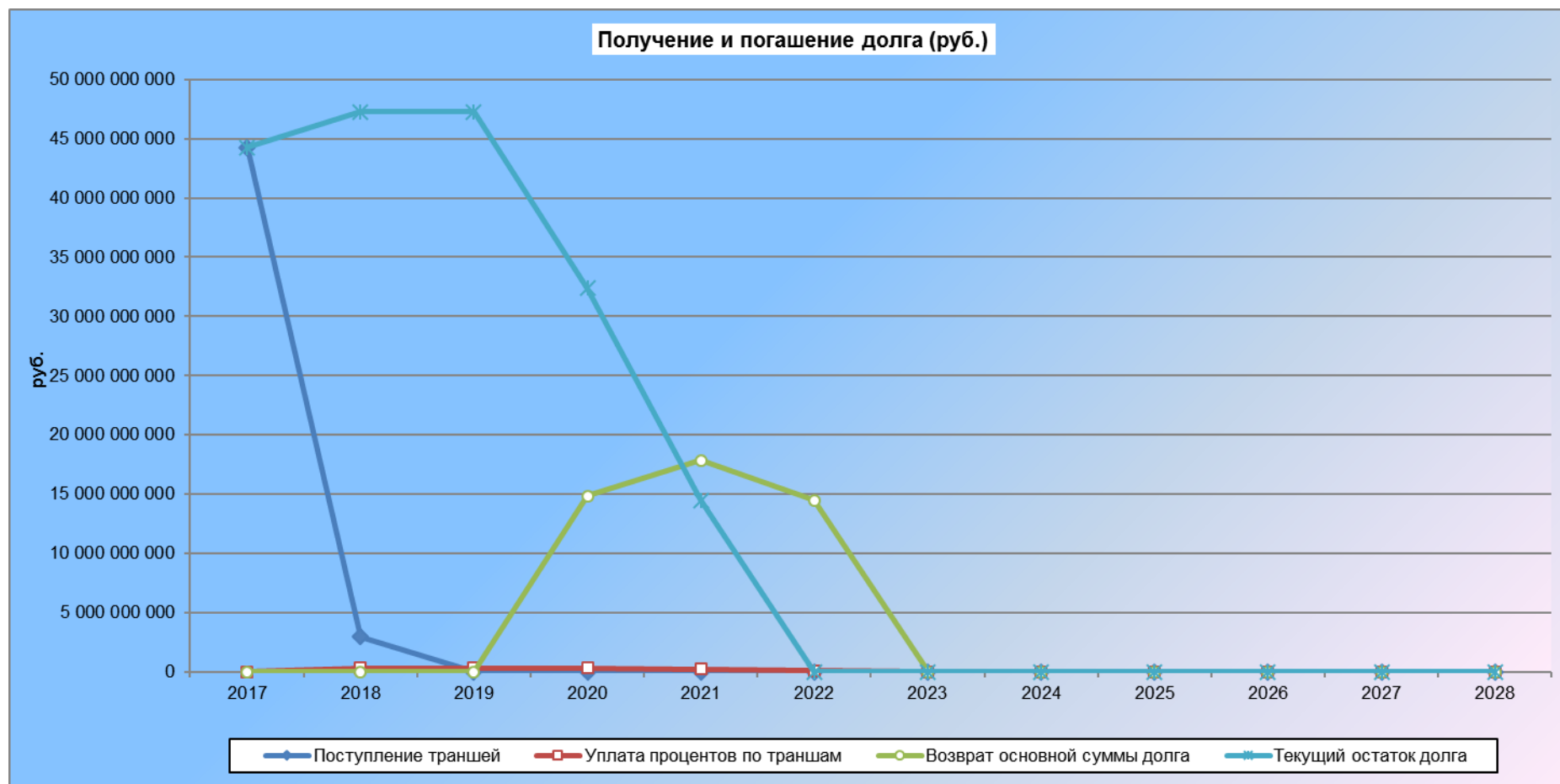


График 36. Обслуживание долга.



После возврата инвестированных средств часть дохода проекта планируется направлять инвестору в качестве платы за предоставление заемных средств.

7.7. ПРОГНОЗ ДОХОДОВ ВЛАДЕЛЬЦА ПРОЕКТА

Доход от основной деятельности – это источник для погашения долга, выплат премий персоналу, оплаты дополнительных необходимых расходов, реинвестирования средства в развитие предприятия. Остальные денежные средства поступают в распоряжение владельцев проекта (команды проекта) в качестве собственного резерва оборотных средств и прибыли, распределяемой между членами команды проекта в соответствии с договором между ними с учетом распределения их обязанностей по проекту.

NPV по деньгам это показатель того, что предприятие гарантированно расплатится со всеми долгами, включая собственные средства владельца проекта и средства партнера. Если определять NPV безотносительно к тому, перед кем возникает у предприятия задолженность, то положительная величина NPV означает сумму, которую заработает сам владелец проекта от реализации проекта.

Важно отметить, что NPV означает величину дохода за прогнозный период. При рентабельном, экономически эффективном проекте предприятию хватает дохода, чтобы гарантированно расплатиться с банком или инвестором.

Кроме того, имеется резерв для расчетов с инвестором за счет собственной доли в проекте.

Таблица 35. Показатели эффективности инвестиций.

Показатель	Значение	Размер-ть
Годовая ставка дисконтирования в условно постоянных ценах	14,0%	%/год
NPV проекта на момент его начала	23 972 686 869	руб.
Дисконтир. сумма инвестиций с учетом % по кредитам (DSI)	40 779 423 753	руб.
PI проекта = $1 + NPV / DSI$ = коэф. возврата инвестиций	1,588	б/р
IRR проекта (максимальная ставка дисконтирования)	125,80%	%/год
Период окупаемости по денежным потокам (дисконтированный)	8,00	год

Минимумом принятия решения обычно считается значение $PI > 1$ и $IRR > 1,0\%$.

Расчет NPV на протяжении периода планирования приведен далее.

Таблица 36. Расчет NPV проекта.

все расчеты в рублях						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Порядковый номер года	1	2	3	4	5	6
Инвестиционные затраты + % по кредиту	9 897 786 674	25 148 872 273	10 336 160 583	2 490 687 854	237 522 439	94 956 485
Сальдо от основной деятельности	-236 606 581	-714 289 041	2 001 722 331	22 222 326 449	16 001 063 489	15 982 568 900
Коэффициент дисконтирования	1,0000	0,8772	0,7695	0,6750	0,5921	0,5194
Денежный поток проекта	-10 134 393 255	-25 863 161 314	-8 334 438 252	19 731 638 594	15 763 541 050	15 887 612 415
Недисконтированный денежный поток накопл.	-10 134 393 255	-22 686 983 609	-6 413 079 603	13 318 294 019	9 333 281 757	8 251 528 040
Дисконтированный денежный поток	-10 134 393 255	-22 673 759 144	-6 401 479 195	13 322 364 338	9 334 590 535	8 247 560 187
Дисконтированный денежный поток накопл.	-10 134 393 255	-32 821 376 863	-39 234 456 466	-25 916 162 447	-16 582 880 690	-8 331 352 650
Дисконтированные инвестиции в проект	9 897 786 674	21 764 936 683	7 677 511 664	1 439 188 732	0	0

все расчеты в рублях							
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Итого, руб.
Порядковый номер года	7	8	9	10	11	12	
Инвест затраты + % по кредиту	0	0	0	0	0	0	48 205 986 308
Сальдо от основной деятельности	15 973 596 205	15 983 614 807	15 993 633 409	16 003 652 012	16 013 670 614	16 023 689 216	151 248 641 810
Коэффициент дисконтирования	0,4556	0,3996	0,3506	0,3075	0,2697	0,2366	0,2076
Денежный поток проекта	15 983 614 807	15 993 633 409	16 003 652 012	16 013 670 614	16 023 689 216	15 983 614 807	103 042 655 502
Недисконт денежный поток накопл.	23 024 395 444	39 008 010 252	55 001 643 661	71 005 295 673	87 018 966 286	103 042 655 502	103 042 655 502
Дисконтированный денежный поток	7 277 355 549	6 387 649 026	5 606 713 012	4 921 250 108	4 319 588 516	3 791 483 308	23 972 686 869
Дисконт денежный поток накопл.	-1 053 997 101	5 333 651 925	10 940 364 937	15 861 615 045	20 181 203 561	23 972 686 869	23 972 686 869
Дисконт инвестиции в проект	0	0	0	0	0	0	40 779 423 753

График 37. Чувствительность NPV к ставке дисконтирования.

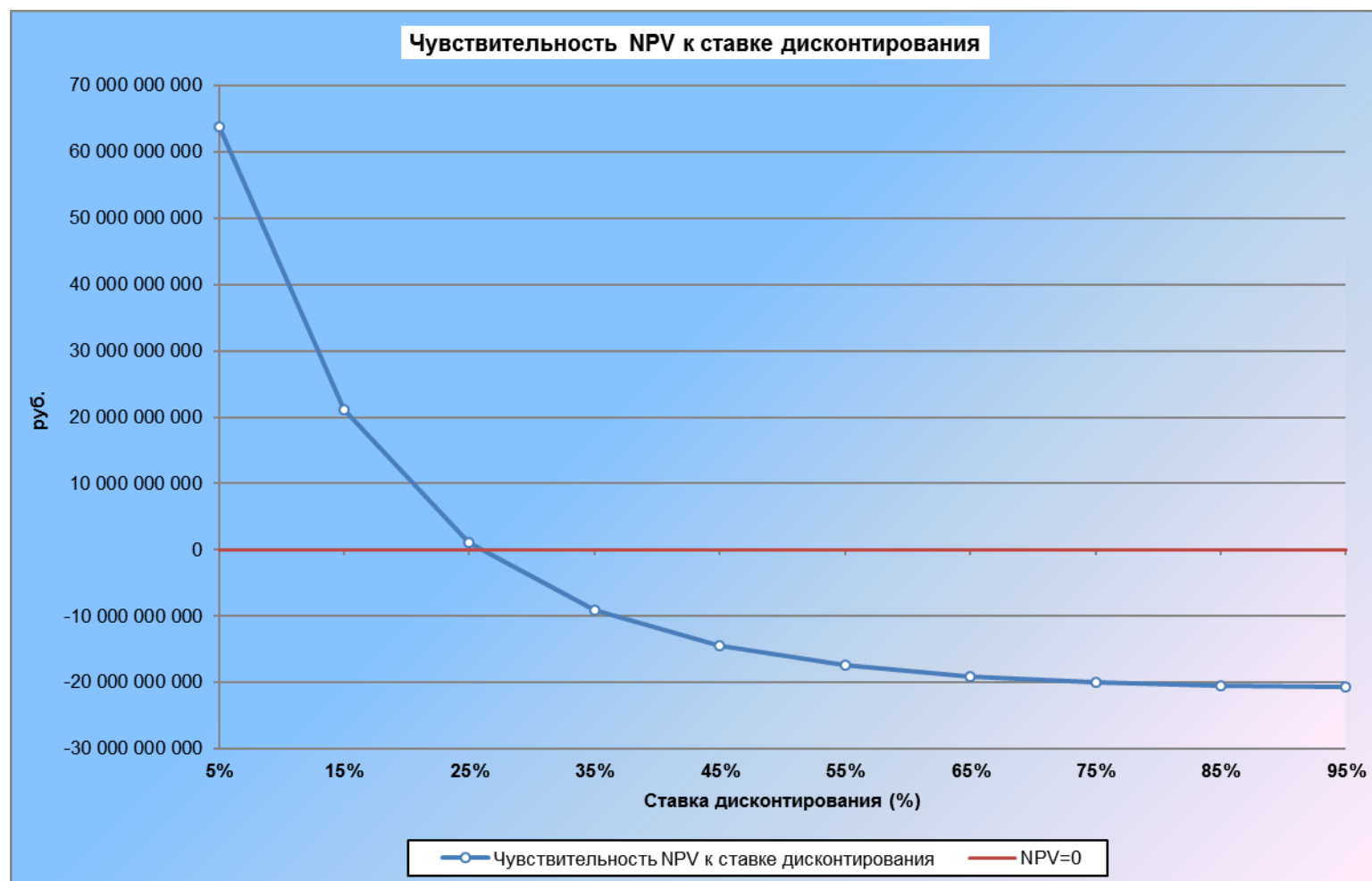


График 38. NPV проекта и недисконтированный денежный поток.

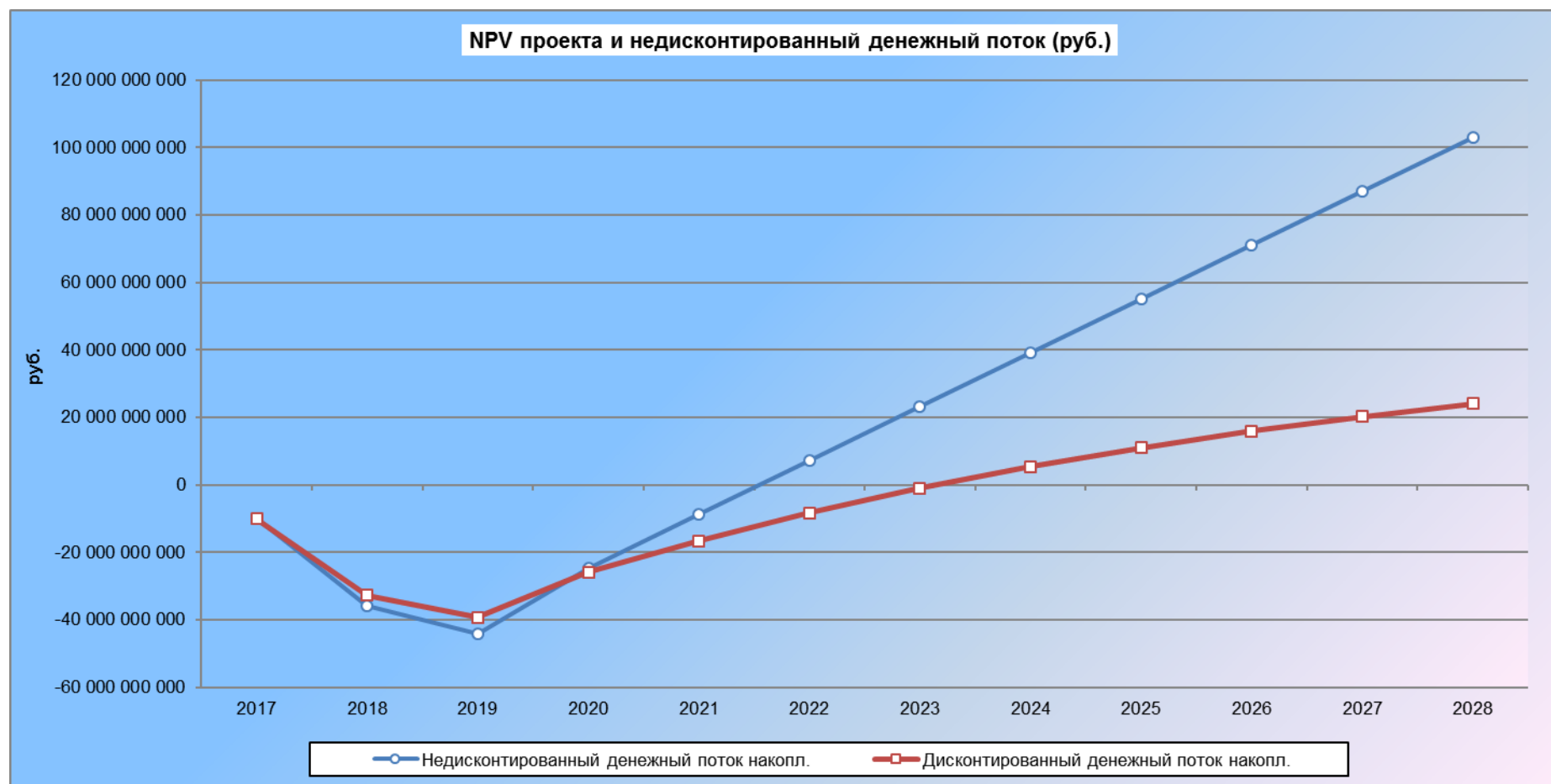


График 39. Выплаты инвестору нарастающим итогом.

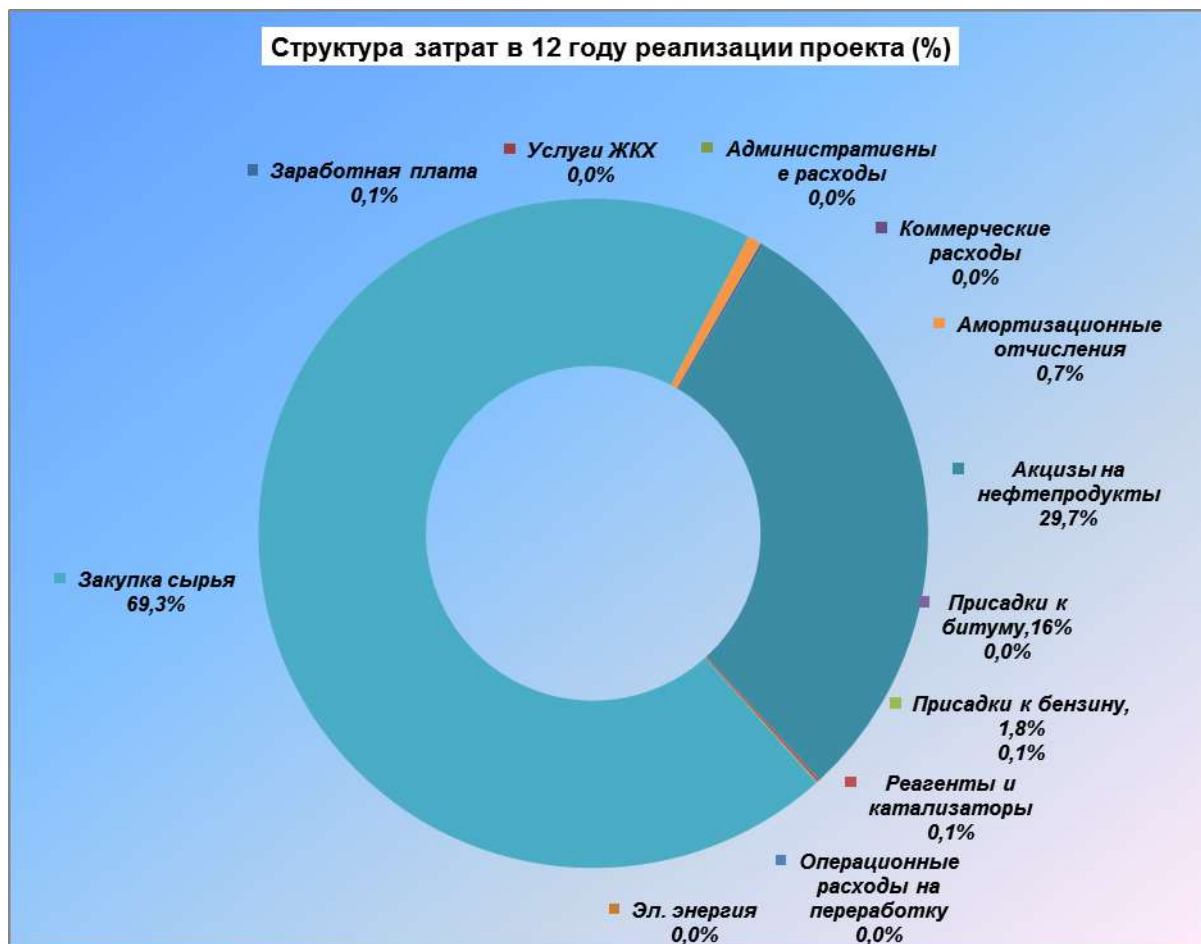
7.8. ФИНАНСОВЫЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТА

Таблица 37. Финансовый анализ проекта (12-й год).

все расчеты в рублях						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Порядковый номер года	1	2	3	4	5	6
Поступления от основной деятельности	0	0	13 512 479 746	135 124 797 458	135 124 797 458	135 124 797 458
Выбытия на текущую деятельность:	89 329 077	523 517 076	12 309 414 340	114 958 583 418	114 958 583 418	114 958 583 418
Заработная плата	11 205 000	22 410 000	146 688 000	146 688 000	146 688 000	146 688 000
Услуги ЖКХ	2 033 898	2 033 898	10 169 492	10 169 492	10 169 492	10 169 492
Административные расходы	1 016 949	1 016 949	5 084 746	5 084 746	5 084 746	5 084 746
Коммерческие расходы	1 016 949	1 016 949	5 084 746	5 084 746	5 084 746	5 084 746
Акцизы на нефтепродукты	0	0	3 415 545 000	34 155 450 000	34 155 450 000	34 155 450 000
Эл. энергия	0	0	0	0	0	0
Операционные расходы на переработку	0	0	948 814	9 488 136	9 488 136	9 488 136
Реагенты и катализаторы	0	0	14 766 102	147 661 017	147 661 017	147 661 017
Присадки к бензину, 1,8%	0	0	5 900 534	59 005 342	59 005 342	59 005 342
Присадки к битуму, 16%	0	0	226 807	2 268 073	2 268 073	2 268 073
Закупка сырья	0	0	7 966 101 695	79 661 016 949	79 661 016 949	79 661 016 949
Амортизационные отчисления	74 056 281	497 039 279	738 898 405	756 666 917	756 666 917	756 666 917
Прибыль от текущей деятельности	-89 329 077	-523 517 076	1 203 065 406	20 166 214 040	20 166 214 040	20 166 214 040
Налог на прибыль	0	0	0	3 890 797 939	3 961 180 111	3 987 400 549
Чистая прибыль	-89 329 077	-523 517 076	1 203 065 406	16 275 416 102	16 205 033 929	16 178 813 491
Рентабельность продаж 12 года, %	11,96%					
Рентабельность продаж в целом по проекту, %	10,95%					
Рентабельность активов 12 года, %	379,00%					
Рентабельность активов в целом по проекту, %	39,33%					

	Финансовый анализ						
все расчеты в рублях							
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Итого, руб.
Порядковый номер года	7	8	9	10	11	12	
Поступления от осн деятельности	135 124 797 458	135 124 797 458	135 124 797 458	135 124 797 458	135 124 797 458	135 124 797 458	1 229 635 656 864
Выбытия на текущую деятельность:	114 958 583 418	114 958 583 418	114 958 583 418	114 958 583 418	114 958 583 418	114 958 583 418	1 047 549 511 251
Заработная плата	146 688 000	146 688 000	146 688 000	146 688 000	146 688 000	146 688 000	1 500 495 000
Услуги ЖКХ	10 169 492	10 169 492	10 169 492	10 169 492	10 169 492	10 169 492	105 762 712
Административные расходы	5 084 746	5 084 746	5 084 746	5 084 746	5 084 746	5 084 746	52 881 356
Коммерческие расходы	5 084 746	5 084 746	5 084 746	5 084 746	5 084 746	5 084 746	52 881 356
Акцизы на нефтепродукты	34 155 450 000	34 155 450 000	34 155 450 000	34 155 450 000	34 155 450 000	34 155 450 000	310 814 595 000
Эл. энергия	0	0	0	0	0	0	0
Операционные расходы на переработку	9 488 136	9 488 136	9 488 136	9 488 136	9 488 136	9 488 136	86 342 034
Реагенты и катализаторы	147 661 017	147 661 017	147 661 017	147 661 017	147 661 017	147 661 017	1 343 715 254
Присадки к бензину, 1,8%	59 005 342	59 005 342	59 005 342	59 005 342	59 005 342	59 005 342	536 948 616
Присадки к битуму, 16%	2 268 073	2 268 073	2 268 073	2 268 073	2 268 073	2 268 073	20 639 466
Закупка сырья	79 661 016 949	79 661 016 949	79 661 016 949	79 661 016 949	79 661 016 949	79 661 016 949	724 915 254 237
Амортизационные отчисления	756 666 917	756 666 917	756 666 917	756 666 917	756 666 917	756 666 917	8 119 996 220
Прибыль от текущей деятельности	20 166 214 040	20 166 214 040	20 166 214 040	20 166 214 040	20 166 214 040	20 166 214 040	182 086 145 614
Налог на прибыль	4 008 471 594	4 008 641 400	4 008 811 207	4 008 981 014	4 009 150 821	4 009 320 628	35 892 755 262
Чистая прибыль	16 157 742 447	16 157 572 640	16 157 402 833	16 157 233 026	16 157 063 219	16 156 893 412	146 193 390 352

Диаграмма 16. Структура затрат в 12-м году реализации проекта.



Как видно из диаграммы, основная доля затрат в 12-м (типовом) году приходится на закупку сырой нефти – **69,3%** и акцизы на нефтепродукты – **29,7%**, в сумме **99,0%** затрат предприятия.

Общий вывод

Бизнес-план разработан на высоком профессиональном уровне, содержит все необходимые разделы и дополнительные сведения, повышающие его информативность и убедительность для инвесторов.

Проект демонстрирует высокую экономическую и социальную эффективность, является привлекательным для инвестирования. Вырабатываемая продукция имеет гарантии сбыта практически при любых ценах и макроэкономической конъюнктуре. При этом проект направлен на повышение энергетического обеспечения региона и роста качества жизни населения.

8. ПРИЛОЖЕНИЕ 1. РЕКОМЕНДАЦИИ «ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ И НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ»

МИНИСТЕРСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПО ДЕЛАМ ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЫ,
ЧРЕЗВЫЧАЙНЫМ СИТУАЦИЯМ И ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ СТИХИЙНЫХ БЕДСТВИЙ



ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ ОРДЕНА "ЗНАК ПОЧЕТА" НАУЧНО-
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ
ОБОРОНЫ»

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ И
НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Рекомендации

МОСКВА 2004

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1. Настоящий документ содержит требования пожарной безопасности (далее - требования), направленные на повышение уровня пожарной безопасности предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности и их опасных производственных объектов (далее - предприятия), которые должны быть учтены при проектировании, строительстве, расширении, реконструкции или техническом перевооружении указанных предприятий.

1.2. Положения настоящих рекомендаций систематизируют, расширяют и дополняют требования, установленные действующими нормативными документами по пожарной безопасности.

1.3. Требования пожарной безопасности для товарно-сырьевых складов (парков) горючих газов (кроме сжиженных углеводородных газов) в настоящих рекомендациях не рассматриваются. При проектировании, строительстве и эксплуатации указанных объектов следует руководствоваться соответствующими нормативными документами.

1.4. До ввода предприятия в эксплуатацию должны быть разработаны мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при его пуске и останове. Эффективность указанных мероприятий должна быть обоснована в проекте.

1.5. В настоящих рекомендациях использованы термины и определения, приведенные в прил. 1.

[illegible]

2.1.2. Предприятия следует размещать, как правило, за пределами городов и других населенных пунктов преимущественно сподветренной стороны (для ветров

преобладающего направления - по годовой розеветров) по отношению к жилым, производственным и общественным зданиям(сооружениям) с учетом наличия в районе строительства железных и автомобильных дорог.

2.1.3. Для размещения предприятий следует предусматривать площадки, расположенные на более низких отметках по отношению к отметкам территории соседних населенных пунктов, других предприятий, железных и автомобильных дорог общей сети, водоемов.

При размещении предприятий на площадках, имеющих более высокие отметки по сравнению с отметками территории соседних населенных пунктов, других предприятий, железных и автомобильных дорог общей сети, водоемов, должны быть предусмотрены мероприятия (устройство дополнительных обвалований, аварийных земляных амбаров, отводных канав, траншей и т.п.) по предотвращению попадания ЛВЖ, ГЖ, ГГ на территорию населенного пункта, предприятия, на дороги общей сети, в водоемы в случае разлива этих веществ.

Территория предприятия и отдельно размещенных его объектов не должна иметь оврагов, низин и выемок природного происхождения.

2.1.4. Предприятия, а также сырьевые и товарные склады (парки) предприятий должны находиться на расстоянии не менее 200 м от берегов рек и, как правило, ниже (по течению реки) пристаней, речных вокзалов, крупных рейдов и мест постоянной стоянки флота (флотилий), гидроэлектростанций, судостроительных и судоремонтных заводов, мостов, водозаборов, на расстоянии от них не менее 300 м, если от указанных объектов действующими для их проектирования нормативными документами не требуется большего расстояния.

При размещении предприятий, сырьевых и товарных складов (парков) предприятий выше (по течению реки) указанных сооружений должно соблюдаться расстояние не менее 3000 м.

2.1.5. Территория предприятия и его объектов должна иметь продуваемое ограждение, выполненное из негорючих материалов.

Расстояния от ограждения до зданий, сооружений, наружных установок предприятия должны обеспечивать возможность свободного проезда пожарной техники и создавать противопожарную зону шириной не менее 10 м.

Снаружи ограждения предприятия по его периметру следует предусматривать охранную полосу шириной не менее 10 м, на которой не должно быть растений и хозяйственных построек.

2.1.6. При размещении предприятий и складов (парков) в местности с наличием лесов, а также на участках залегания торфа расстояние от границы лесного массива и участка залегания торфа до ограждения предприятий или складов должно быть не менее:

- для хвойных пород и участков залегания торфа - 100 м;
- для лиственных пород - 20 м.

Вдоль границы лесного массива вокруг предприятия или склада (парка) должна предусматриваться вспаханная полоса земли шириной не менее 5 м.

2.1.7. При определении расстояний от объектов предприятий их следует принимать:

- для зданий и сооружений - от наружных стен или конструкций (без учета металлических лестниц);
- для наружных установок - от границ этих установок;

- для эстакад технологических трубопроводов и для трубопроводов, проложенных без эстакад, - от крайнего трубопровода;
- для железнодорожных путей предприятия - от оси ближайшего железнодорожного пути;
- для сливноналивных устройств - от оси ближайшего железнодорожного пути со сливноналивными эстакадами;
- для внутризаводских автомобильных дорог - от края проезжей части дороги;

для факельных установок - от ствола факела;

- для надземных резервуаров - от внутренней верхней кромки ограждающей стены или обвалования;
- для подземных (заглубленных в грунт) резервуаров - от образующей внешней поверхности резервуара;
- для площадок (открытых или поднавесами) под сливноналивные устройства автомобильных цистерн, насосы, тару и пр. - от границ этих площадок.

2.1.8. При проектировании и строительстве предприятий приведенные в настоящих рекомендациях расстояния между объектами допускается уточнять на основе оценки зон поражения для возможных аварий пожарами и взрывами и анализа пожарного риска, проводимых специалистами или организациями, имеющими соответствующую лицензию.

2.2. ЗОНИРОВАНИЕ ТЕРРИТОРИИ ПРЕДПРИЯТИЯ И ЕГО ОБЪЕКТОВ

2.2.1. При размещении объектов предприятия рекомендуется предусматривать функциональное зонирование территории предприятия с учетом технологических связей, противопожарных и санитарно-экологических требований.

Наименование зон и примерный состав объектов, размещаемых в зонах, приведены в табл. 1.

Таблица 1

Наименование зоны	Примерный состав объектов, размещаемых в зонах
Предзаводская	Административные и бытовые здания, здания общественного питания (столовые, заготовочные), здравоохранения, культурного обслуживания, конструкторских бюро, учебного назначения, торговли, пожарные депо (посты), гаражи и т.п.
Производственная	Производственные здания и сооружения, технологические установки, цеха, а также входящие в их состав подсобно-производственные и вспомогательные здания и сооружения, промежуточные склады (парки)
Подсобная	Здания и сооружения подсобно-производственного назначения (ремонтно-механические, ремонтно-строительные, тарные и другие цеха, заводские лаборатории и т.п.)
Складская	Склады материальные, оборудования, реагентов, масел, готовой продукции и др.
Сырьевых и товарных складов (парков)	Сырьевые и товарные склады (парки) горючих газов, легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, а также входящие в их состав подсобно-производственные здания и сооружения, сливноналивные эстакады

Примечание. Критерии деления на зоны допускается уточнять с учетом конкретных условий строительства.

2.2.2. Размещение одной из зон предприятия по отношению к другим зонам следует предусматривать с учетом преобладающего направления ветров (по годовой розе ветров).

Здания, сооружения и наружные установки с взрывопожароопасными технологическими процессами не следует размещать по отношению к другим производственным зданиям, сооружениям и установкам с наветренной стороны (для ветров преобладающего направления).

2.2.3. При разработке генеральных планов предприятия следует руководствоваться следующими основными принципами:

- размещение зданий и сооружений на безопасных расстояниях друг от друга, определенных действующими российскими нормативными документами или другими документами, разработанными для конкретного проекта и утвержденными соответствующими российскими органами;
- устройство внутриплощадочных кольцевых автомобильных дорог - вокруг технологических установок, наружных установок категорий А и Б и зданий категорий А и Б в соответствии с требованиями СНиП II-89-80*;
- устройство не менее двух въездов (выездов) на территорию (с территории) предприятия;
- размещение взрывопожароопасных технологических объектов и резервуаров для хранения легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, горючих и сжиженных горючих газов на площадках, имеющих более низкие отметки, чем здания предзаводской зоны;
- размещение внутриплощадочных дорог на более высоких отметках относительно прилегающих территорий с технологическими объектами.

2.2.4. Производственную, подсобную и складскую зоны предприятия следует разделять на кварталы.

Площадь каждого квартала предприятия в красных линиях застройки не должна превышать 16 га при длине одной из сторон квартала не более 300 м.

Расстояния между красными линиями застройки двух смежных кварталов предприятия и зон следует определять, исходя из условия размещения между ними автомобильных дорог, инженерных сетей, эстакад, сооружений, зеленых насаждений и т.п., но они должны быть не менее 40 м.

2.2.5. При размещении зданий и сооружений внутри кварталов предприятий следует предусматривать обеспечение необходимой проветриваемости. Проектирование зданий сложной (Т-, П- и Ш-образной) конфигурации внутри кварталов, как правило, не допускается.

2.2.6. Планировка территории предприятия и его объектов должна предотвращать попадание горючих продуктов при аварийном разливе с участков одних объектов на участки других, а также обеспечивать организацию отвода разлившихся продуктов и защиту территории от скапливания талых и ливневых вод.

2.2.7. Для озеленения территории предприятий следует использовать деревья и кустарники только лиственных пород, устойчивых к вредным выделениям предприятий, за исключением пород, образующих хлопья, волокнистые вещества и опушенные семена.

Размещать деревья и кустарники следует на расстоянии не менее 5 м от зданий, сооружений, ограждений территории, если из условий обеспечения охраны предприятий не требуется большего расстояния от ограждения.

В зоне сырьевых и товарных складов (парков) деревьями и кустарниками следует озеленять только участки, расположенные возле бытовых корпусов и проходных.

Озеленение участков железнодорожного и автомобильного приема-отпуска продуктов (сырья, готовой и промежуточной продукции) и территории резервуарных парков сырьевых и товарных складов может быть только в виде газонов.

При использовании автомобильных дорог на складах (парках) в качестве второго обвалования резервуаров посадка деревьев и кустарников между этими дорогами и обвалованиями резервуаров не допускается.

2.3. ЗДАНИЯ, ПОМЕЩЕНИЯ И СООРУЖЕНИЯ

2.3.1. Выбор размеров зданий (пожарных отсеков) и сооружений, а также расстояний между ними следует производить в зависимости от степени огнестойкости, класса конструктивной и функциональной пожарной опасности и величины пожарной нагрузки с учетом эффективности применяемых средств противопожарной защиты, возможных экономических и экологических последствий пожара.

2.3.2. Категории помещений, зданий и наружных установок предприятия должны определяться проектной организацией в соответствии с требованиями НПБ 105-03. На их основе следует устанавливать требования по обеспечению взрывопожарной и пожарной безопасности этих помещений, зданий и установок в отношении планировки и застройки, этажности, площадей, размещения помещений и наружных установок, конструктивных решений, инженерного оборудования, пожарной автоматики и т. д.

2.3.3. Категории и группы взрывоопасных смесей, классификацию взрывоопасных и пожароопасных зон внутри помещений и на наружных установках необходимо устанавливать в соответствии с требованиями ПУЭ.

Перечень помещений и открытых площадок с указанием классов зон, категорий и групп взрывоопасных смесей следует приводить в проекте.

2.3.4. Объемно-планировочные и конструктивные решения помещений, зданий и сооружений должны удовлетворять требованиям СНиП 21-01-97*, СНиП 31-03-2001, СНиП 2.09.03-85, других нормативных документов с учетом требований настоящих рекомендаций.

2.3.5. Строительные конструкции ограждающих стен резервуаров и ограждений товарно-сырьевых складов (парков), сливноналивных эстакад нефти, нефтепродуктов и эстакад налива СУГ должны иметь пределы огнестойкости, достаточные для сохранения

функционального назначения ограждающих стен (ограждений) в течение всего времени возможного горения пролива горючих продуктов, но не менее RE 120.

2.3.6. Управление технологическими процессами следует предусматривать из отдельно размещенных операторных, центральных пунктов управления (ЦПУ).

В обоснованных случаях операторные, ЦПУ допускается пристраивать к помещениям категорий А и Б через разделяющую их вставку шириной не менее 6 м, в которой должны располагаться невзрывопожароопасные помещения без постоянного пребывания в них производственного и ремонтного персонала.

Указанные операторные и ЦПУ должны использоваться, как правило, для управления технологическими процессами в здании, к которому они пристроены, и технологически связанным с этим зданием оборудованием, размещенным на открытой площадке.

2.3.7. К помещению машинного зала компрессорной допускается пристраивать помещение машиниста компрессорной с необходимыми приборами контроля и управления компрессорами. Размещенное в помещении машиниста электрооборудование должно отвечать требованиям ПУЭ.

В стене помещения машиниста, смежной с машинным залом, допускается устройство проема, заполненного бронированным стеклом и предназначенного для обзора машинного зала. Выходы из помещения машиниста компрессорной следует предусматривать в сторону, противоположную от машинного зала.

2.3.8. При размещении операторной технологической установки на расстоянии не менее 20 м от машинного зала в ней допускается установка средств КИПиА компрессорных установок в общепромышленном (взрывонезащищенном) исполнении. При этом в машинном зале следует предусматривать звукоизолированную кабину с местными щитами контроля и управления.

Уровень взрывозащиты размещенного в кабине электрооборудования должен отвечать требованиям ПУЭ.

2.3.9. Электропомещения (помещения трансформаторных подстанций - ТП, распределительных устройств - РУ, распределительных пунктов - РП) не следует располагать в зданиях категорий А и Б.

В обоснованных случаях электропомещения в указанных зданиях допускается предусматривать только в торцах зданий и через разделяющую их вставку шириной не менее 6 м, в ней должны быть взрывопожаробезопасные помещения, эксплуатация которых предусматривается без постоянного пребывания в них производственного и ремонтного персонала.

2.3.10. Допускается сооружение электропомещений, примыкающих одной стеной к взрывоопасной зоне.

Пристроенные электропомещения должны предусматриваться для обслуживания только тех технологических установок (цехов), в границах которых они расположены.

Входы в пристроенные электропомещения следует выполнять, как правило, с торца здания. При ином устройстве входа в электропомещение здания расстояние от него до наружных дверей и окон помещений со взрывопожароопасными процессами должно составлять не менее 6 м.

Электропомещения должны отвечать требованиям ПУЭ.

2.3.11. При устройстве на территории производственной зоны предприятия электропомещений, обслуживающих технологические процессы, должны быть предусмотрены мероприятия по исключению попадания в них горючих газов и паров.

2.3.12. Электропомещения и помещения управления технологическими процессами должны иметь гарантированный подпор воздуха и отметки уровня пола, а также дна кабельных каналов и прямков выше уровня пола смежного помещения со взрывоопасной зоной и поверхности прилегающей территории не менее чем на 0,15 м.

Требование о подъеме пола не распространяется на маслосборные прямки под помещениями трансформаторных.

2.3.13. Для технологических установок, цехов и наружных установок предприятия следует предусматривать молниезащиту в соответствии с требованиями РД34.21.122-87.

2.3.14. Санитарно-бытовые помещения для технологических процессов, осуществляемых в помещениях и зданиях категорий А и Б, должны располагаться в отдельно стоящих зданиях или пристраиваться к зданиям категорий В, Г, Д.

2.3.15. Лабораторные помещения, предназначенные для проведения работ с ЛВЖ, ГЖ, ГГ и располагаемые в зданиях другого назначения, должны быть выполнены в конструкциях, соответствующих степени огнестойкости основного здания, отделены от соседних помещений противопожарными перегородками 1-го типа без проемов, перекрытиями 3-го типа и располагаться у наружных стен с проемами.

2.3.16. Наружное освещение предприятия рекомендуется выполнять размещаемыми по периметру ограждения прожекторами иртутными или люминесцентными лампами.

Для установки светильников следует предусматривать типовые железобетонные опоры и металлические прожекторные мачты. Светильники допускается устанавливать также на высоких сооружениях истакадах технологических и электротехнических коммуникаций, размещенных вдоль дорог и проездов предприятия.

2.4. МИНИМАЛЬНЫЕ РАССТОЯНИЯ МЕЖДУ ЗДАНИЯМИ, СООРУЖЕНИЯМИ И УСТАНОВКАМИ

2.4.1. Минимальные расстояния между зданиями, сооружениями и установками предприятия следует принимать в соответствии с табл. 2.

Таблица 2

№ п/п	Объекты предприятия, до которых определяются расстояния	Минимальные расстояния (м) от			
		наружных установок категорий			факельных установок
		А _н и Б _н	В _н	Г _н	
1	Здания категорий А, Б и наружные установки категорий А _н , Б _н технологических установок или цехов	30	30	40	100
2	Здания категории В и наружные установки категории В _н технологических установок или цехов	30	30	30	100
3	Здания категории Г и наружные установки категории Г _н технологических установок или цехов	40	30	25	50
4	Здания категории Д и наружные установки категории Д _н технологических установок или цехов	30	30	30	50
5	Здания административные, бытовые и подсобно-производственного назначения	30	30	30	50
6	Отдельно стоящие здания РУ, РП, ТП (электропомещения по ПУЭ)	По ПУЭ	По ПУЭ	По ПУЭ	50
7	Железнодорожные пути предприятия	20	20	20	50
8	Печи для сжигания сбрасываемых газов и отходов производств	40	30	25	50
9	Здания пожарных депо и газоспасательных служб	80	80	80	100
10	Здания пожарных постов	50	50	50	100
11	ТЭЦ предприятия	100	100	100	100
12	Сырьевые и товарные склады (парки) легковоспламеняющихся и горючих жидкостей	100	100	100	100

13	Промежуточные склады (парки) легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, сжиженных газов	40	40	50	100
14	Открытые склады комовой серы	30	30	30	100
15	Открытые нефтеловушки и нефтеотделители	30	30	40	100
16	Закрытые нефтеловушки	25	30	40	100
17	Аварийные амбары для резервуарных парков	100	100	100	100

Примечания:

1. Не нормируются расстояния:

от подземного хранилища жидкойсеры до зданий и сооружений технологических установок и цехов;

между зданиями категории Д инаружными установками категории Дн.

2. Расстояния до факельныхустановок от различных объектов предприятия должны определяться расчетом, носоставлять не менее величин, указанных в табл.2.

3. Отдельно размещаемые зданияпунктов управления технологическими и производственными процессами сэлектропомещениями следует предусматривать на расстоянии не менее 10 м отнаружных установок категорий Ан и Бн при условиивыполнения для этих зданий требований ПУЭ.

4. Расстояния,указанные в поз. 1-4табл. 2, приведены для наружных установок, технологически не связанных создданиями, от которых определяются расстояния.

2.4.2. Смежные предприятия должны размещаться от установок, указанных в графах 1-4 табл. 2, на расстояниях не менее:

- технологически связанные с предприятием (поставщики сырья, потребители продукции) - 100 м;
- технологически не связанные спредприятием - 200 м.

2.4.3. Расстояния от товарно-сырьевогосклада (парка) СУГ, ЛВЖ и ГЖ предприятия до зданий и сооружений, не относящихсяк складу, следует принимать в соответствии с требованиями СНиП II-89-80*[Раздел 3. Планировкатерритории. Планировка, размещение зданий и сооружений), ПБ09-566-03 (Раздел V. Размещениескладов (парков)]. При этом резервуарные парки должны размещаться нарасстояниях не менее 40 м от наружных установок категорий Ан, Бн,Вн и Гн.

2.4.4. Объекты общезаводского назначения:здания административные, общественного питания (столовые, заготовочные),здравоохранения, конструкторских бюро, учебного назначения, общественныхорганизаций, культурного обслуживания и другие должны размещаться впредзаводской зоне предприятия на расстоянии не менее:

- от зданий категорий А, Б, наружныхустановок категорий Ан, Бн, промежуточных складов(парков) легковоспламеняющихся и горючих жидкостей - 80 м;
- от зданий категории В и наружныхустановок категории Вн - 30 м;
- от промежуточных складов сжиженныхгорючих газов - 100 м;
- от товарно-сырьевых складов (парков)легковоспламеняющихся и горючих жидкостей - 200 м;
- от поршневых газгольдеров горючих газов- 150 м;
- от газгольдеров постоянного объема игазгольдеров с водяным бассейном - 100 м;

- от трубопроводов с пожаровзрывоопасными продуктами - 50 м.

Примечания:

1. Приведенные требования не распространяются на караульные помещения и проходные, размещаемые по периметру ограждения.

2. В административных и бытовых зданиях, инженерных корпусах и зданиях учебно-научного комплекса допускается предусматривать залы заседаний и актовые залы киноаппаратными, при этом актовые залы и залы заседаний вместимостью более 200 мест не должны размещаться выше 5-го этажа.

2.4.5. Расстояние от взрывопожароопасных объектов предприятия до границы полосы отвода железных дорог общего пользования следует принимать не менее 100 м, до границы полосы отвода автомобильных дорог, открытых для общего пользования, - не менее 50 м.

Расстояние от ограждения территории предприятия до трамвайных путей должно быть не менее 30 м.

2.4.6. Расстояние от внутризаводских железнодорожных путей до зданий категорий А и Б, а также наружных установок категорий А_н, Б_н в отдельных случаях при стесненных условиях генерального плана предприятия допускается уменьшать до 10 м.

2.4.7. Размещение станций наполнения и хранения баллонов с кислородом следует предусматривать на расстоянии не менее 50 м от зданий категорий А, Б и наружных установок категорий А_н, Б_н.

2.4.8. Расстояния от санитарно-бытовых помещений (гардеробные, душевые), находящихся в отдельно стоящих зданиях, следует принимать по табл. 2 (поз. 4).

2.4.9. Санитарно-бытовые помещения для товарно-сырьевых складов (парков) сжиженных углеводородных газов, легко воспламеняющихся и горючих жидкостей должны располагаться от сливноналивных эстакад и резервуаров для хранения СУГ и ЛВЖ на расстоянии не менее 60 м, от сливноналивных эстакад и резервуаров для хранения ГЖ - не менее 40 м.

3. ВНУТРИЗАВОДСКИЕ ДОРОГИ, ПРОЕЗДЫ И ПОДЪЕЗДЫ

3.1. Внутривозовые автомобильные дороги и проезды должны находиться от зданий категорий А, Б, В, Г и наружных установок категорий Ан, Бн, Вн, Гн на расстоянии не менее 5 м.

3.2. На территориях размещения технологических установок, складов (парков) и сливноналивных устройств нефтеперерабатывающих предприятий, а также складов (парков) и сливноналивных устройств нефтехимических предприятий для предотвращения разлива легковоспламеняющихся и горючих жидкостей на автомобильные дороги планировочные отметки проезжей части дорог должны быть, как правило, выше планировочных отметок прилегающей территории не менее чем на 0,3 м, считая от края проезжей части дороги.

При невозможности выполнения указанного требования автомобильные дороги должны быть спланированы так, чтобы разлившаяся жидкость не могла попасть на проезжую часть (устройство кюветов и т.п.).

3.3. В пределах обочин внутривозовых автомобильных дорог допускается прокладка подземных сетей противопожарного водопровода, связи, сигнализации, наружного освещения и силовых электрокабелей.

3.4. Сеть внутривозовых автомобильных дорог и проездов для противопожарных целей должна быть кольцевой в производственной зоне, зоне сырьевых и товарных складов (парков), в других зонах - в соответствии с требованиями СНиП II-89-80*.

3.5. На складах с подземным размещением резервуаров между группами резервуаров и зданиями (сооружениями) склада должна быть предусмотрена дополнительная автомобильная дорога с обочинами.

Примечание. При проектировании автомобильных дорог, прокладываемых на территории товарных и сырьевых складов (парков), следует руководствоваться нормативными документами, регламентирующими соответствующие требования.

3.6. Для сливноналивных железнодорожных эстакад, оборудованных сливноналивными устройствами с двух сторон эстакады, проезды для пожарной техники должны устраиваться кольцевыми.

3.7. Вводы железнодорожных путей в помещения и здания следует выполнять в соответствии с требованиями технологической части проекта.

Не допускается предусматривать въезд локомотивов всех типов в помещения категорий А, Б, а тепловозов (паровозов) - также в помещения категорий В1-В3 и в здания с конструкциями класса К2.

3.8. Железнодорожные пути, предназначенные для обслуживания прирельсовых производственных и складских зданий (сооружений) предприятия, за исключением зданий и сооружений складов (парков) сжиженных углеводородных газов, легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, следует размещать от этих зданий и сооружений по габаритам приближения в соответствии с требованиями СНиП II-89-80* (Раздел 3. Планировка территории. Дороги, въезды и проезды).

3.9. Конструкции мостов, возводимых на территории предприятия, должны быть выполнены из негорючих материалов.

Ширина мостов должна быть не менее ширины проезжей части автомобильных дорог с учетом тротуаров.

3.10. Должно быть предусмотрено устройство не менее двух выездов с территории предприятия на автомобильные дороги общего пользования или тупиковых подъездов к территории предприятия.

3.11. На тупиковых участках внутриплощадочных автомобильных дорог необходимо предусматривать площадки размером не менее 20×20 м, предназначенные для разворота техники.

3.12. В местах размещения на автомобильными дорогами и проездами различных сооружений (трубопроводы, эстакады, оттяжки, галереи и т.п.) их свободная высота над проезжей частью дороги или проездом должна составлять не менее 5 м при условии, что просвет между наиболее возвышенной частью транспортных средств и низом сооружений составляет не менее 1 м.

3.13. При устройстве заездов для пожарной техники внутрь обвалования резервуаров с нефтью и нефтепродуктами планировочную отметку заезда следует предусматривать на 0,2 м выше уровня расчетного объема разлившейся жидкости. При этом должна обеспечиваться возможность подъезда к каждому резервуару.

4. СЫРЬЕВЫЕ И ТОВАРНЫЕ СКЛАДЫ (ПАРКИ) ЛЕГКОСПЛАМЕНЯЮЩИХСЯ И ГОРЮЧИХ ЖИДКОСТЕЙ. ПРОМЕЖУТОЧНЫЕ СКЛАДЫ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ, ЛЕГКОСПЛАМЕНЯЮЩИХСЯ И ГОРЮЧИХ ЖИДКОСТЕЙ В ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ЗОНЕ

4.1. Общая вместимость резервуаров складов (парков) в зависимости от их назначения, вида и способа хранения продуктов, а также допустимые максимальные номинальные объемы наземных резервуаров следует принимать в соответствии с табл.3.

Таблица 3

№ п/п	Назначение склада (парка) и вид продукта	Общая вместимость склада (парка), м³	Максимальный номинальный объем резервуара, м³
1	Сырьевой и товарный склад (парк) легко воспламеняющихся и горючих жидкостей	По нормам проектирования	2000 - для продуктов с давлением насыщенных паров более $93 \cdot 10^3$ Па (700 мм рт. ст.) по СНиП - без давления
2	Промежуточный склад (парк) легко воспламеняющихся и горючих жидкостей в производственной зоне	По нормам проектирования, но не более 6000	600 - для продуктов с давлением насыщенных паров более $93 \cdot 10^3$ Па (700 мм рт. ст.)
		По нормам проектирования, но не более 6000	3000 - без давления
3	Промежуточный склад сжиженных углеводородных газов в производственной зоне	2000	100

Примечания:

1. Проектирование товарно-сырьевых и промежуточных складов (парков) легко воспламеняющихся и горючих жидкостей (склады нефти и нефтепродуктов) следует выполнять в соответствии с требованиями СНиП 2.11.03-93.

2. Проектирование товарно-сырьевых и промежуточных складов (парков) сжиженных углеводородных газов и легко воспламеняющихся жидкостей под давлением должно выполняться в соответствии с требованиями ПБ 09-566-03 и РД 39-138-95.

3. Проектирование сливноналивных железнодорожных эстакад должно выполняться в соответствии с требованиями ВУП СНЭ-87с учетом требований СНиП 2.11.03-93.

4. При необходимости устройства промежуточных складов (парков) для нескольких технологических установок (цехов) объем каждого склада (парка) не должен превышать указанный в табл. 3, а расстояние между ними должно составлять не менее 100 м для продуктов, хранящихся под давлением, и не менее 50 м для продуктов, хранящихся без давления.

Расстояния от резервуаров и сливноналивных устройств следует принимать в соответствии с требованиями разд. 2; при хранении продуктов в таре - от границ площадей, предназначенных для ее размещения.

4.2. При размещении резервуаров группами последние должны примыкать друг к другу по короткой стороне.

Если из условий планировки и размещения группы резервуаров обращены друг к другу длинной стороной, а общая ширина их при этом составляет больше 70 м, каждая группа должна иметь собственное обвалование или ограждающую стену.

4.3. Резервуары для СУГ и резервуары для ЛВЖ под давлением не должны размещаться в одной группе.

4.4. Свободный от застройки объем обвалованной территории, образуемый между внутренними откосами обвалования или ограждаемыми стенами, следует определять по расчетному объему разлившейся жидкости, равному номинальному объему наибольшего резервуара в группе или отдельно размещенного резервуара.

4.5. Каждый резервуар для хранения ЛВЖ под давлением объемом 600 м³ на промежуточном складе (в парке) следует размещать в отдельном обваловании или отделять от соседних резервуаров защитной герметичной стеной.

4.6. При хранении на одном складе (парке) легко воспламеняющихся жидкостей под давлением и без давления резервуары под давлением должны размещаться в отдельных группах.

В отдельных обоснованных случаях допускается размещение в пределах одной группы склада (парка) легко воспламеняющихся жидкостей резервуаров под давлением и без давления при условии обеспечения между ними проезда шириной не менее 3,5 м для передвижной пожарной техники.

4.7. Хранение легко воспламеняющихся и горючих жидкостей допускается в пределах одного обвалования.

4.8. При хранении на одном складе (в парке) ЛВЖ и ГЖ совместно с СУГ и ЛВЖ под давлением резервуары с ЛВЖ и ГЖ должны размещаться в самостоятельной группе (группах).

4.9. На промежуточных складах (в парках) допускается совместное хранение в отдельных обвалованиях сжиженных углеводородных газов, легко воспламеняющихся и горючих жидкостей при соблюдении следующих условий:

- суммарный объем СУГ, ЛВЖ и ГЖ на складе сжиженных горючих газов не должен превышать 2000 м³;
- при хранении СУГ на складе (в парке) легко воспламеняющихся или горючих жидкостей общий объем склада не должен превышать объем, указанный в табл. 3, при этом к 1 м³ сжиженного углеводородного газа приравнивается 5 м³ легко воспламеняющихся жидкостей или 25 м³ горючих жидкостей;
- резервуары со сжиженными углеводородными газами и резервуары с легко воспламеняющимися и горючими жидкостями должны располагаться в разных

группах в отдельных обвалованиях, расстояние между обвалованиями этих групп следует принимать не менее 10 м.

4.10. Минимальные расстояния отрезервуаров промежуточных складов СУГ до насосных и компрессорных, обслуживающих эти склады, должны быть не менее 15 м.

Минимальные расстояния от резервуаров промежуточного склада СУГ до других объектов и сооружений предприятия, неотносящихся к этому складу, должны быть не менее 40 м.

4.11. На промежуточных складах СУГ и ЛВЖ, хранящихся под давлением, расстояние между соседними резервуарами должно быть не менее диаметра наибольшего смежного резервуара.

Расстояние от подошвы обвалования или ограждающей стены до резервуара должно быть не менее половины диаметра ближайшего большего резервуара, но не менее 2 м.

4.12. Склады (парки) сжиженных углеводородных газов, легко воспламеняющихся и горючих жидкостей, а также отдельные резервуары следует размещать преимущественно на более низких отметках по отношению к предприятию общей сети железных дорог и населенному пункту.

Если склады (парки) или отдельно стоящие резервуары расположены на более высоких отметках, чем предприятие, общая сеть железных дорог или населенный пункт и удалены от них менее чем на 200 м, то для предотвращения разлива жидкости в случае возникновения аварийной ситуации должно быть предусмотрено одно из следующих дополнительных мероприятий:

- устройство второго обвалования или ограждающей стены на расстоянии не менее 20 м от основного обвалования (ограждающей стены), рассчитанного на удержание 50 % объема жидкости наибольшего резервуара. В качестве второго обвалования могут быть использованы внутризаводские автомобильные дороги, поднятые до необходимых отметок, но не менее чем на 0,3 м относительно прилегающей территории, при этом расстояние от основного обвалования до дорог допускается сокращать до 10 м;
- устройство отводных канав (траншей) шириной по верху не менее 2 м и глубиной не менее 1 м на расстоянии не менее 20 м от основного обвалования (ограждающей стены), при этом на противоположной по отношению к резервуару стороне канавы (траншеи) должен быть устроен земляной вал. Отводная канава должна заканчиваться в безопасном месте;
- устройство для горючих жидкостей открытых земляных амбаров вместимостью: на номинальный объем наибольшего из резервуаров, если его объем не более 20 000 м³; на 50 % номинального объема наибольшего резервуара, но не более 20 000 м³, если его объем более 20 000 м³.

4.13. Подземные резервуары для хранения нефти, мазутов и ловушечного продукта должны иметь общее для всей группы резервуаров ограждение земляным валом или ограждающей стеной высотой не менее 1 м.

При этом расстояние от земляного вала или ограждающей стены до стенки подземного резервуара должно быть не менее 10 м. В качестве обвалования подземных резервуаров может быть принято полотно автомобильных дорог вокруг резервуаров при условии обеспечения удержания автодорогами не менее 10 % объема жидкости (нефти и мазута) наибольшего резервуара.

Подземные железобетонные резервуары допускается предусматривать только для хранения темных нефтепродуктов.

4.14. Хранение нефти, мазутов и других горючих жидкостей в открытых ямах-амбарах не допускается.

4.15. Резервуары для мазутов, гудрона, крекингостатков и ловушечного продукта должны быть выделены в самостоятельную группу от других продуктов.

4.16. На складах (в парках) в пределах обвалования установка вспомогательного оборудования не допускается.

Внутри обвалования кроме основных складских резервуаров хранения допускается устанавливать только емкости для приема продуктов от технологических установок и цехов в случае необходимости освобождения технологической системы при возникновении аварийной ситуации.

Число и объем аварийных емкостей рассчитывается на количество продуктов в освобождаемой системе и в общий объем склада (парка) не включается.

Размещение аварийных емкостей на складе (в парке) определяется требованиями, предъявляемыми к расположению основных складских резервуаров.

Аварийные емкости должны быть включены в технологическую систему таким образом, чтобы они находились в постоянной готовности к приему продуктов.

4.17. Резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов объемом до 1000 м³ включительно допускается размещать не более чем в четыре ряда при условии вывода трубопроводов в направлении наиболее протяженных сторон обвалования группы, а также обеспечения заезда пожарной техники в обвалование и проезда между двумя рядами.

4.18. Прокладка сборных коллекторов в пределах обвалования группы резервуаров с единичной емкостью более 1000 м³ не допускается. Указанное ограничение не распространяется на случаи, когда обеспечивается возмещение тушения каждого резервуара пеноподъемниками, установленными на передвижной пожарной технике для резервуаров единичной емкостью 3000 м³ и менее.

4.19. Соединения трубопроводов, прокладываемых: внутри обвалования, должны быть сварными.

Для крепления арматуры допускается применять фланцевые соединения, при этом разъемные соединения должны быть обеспечены прокладками, выполненными из негорючих материалов, стойких к воздействию перемещаемых жидкостей.

При прокладке трубопроводов сквозь обвалование в месте прохода труб должна обеспечиваться герметичность.

Внутри обвалования не допускается прокладка транзитных трубопроводов.

4.20. Коренные задвижки у резервуаров должны быть с ручным приводом и дублироваться дистанционно управляемыми запорными устройствами, установленными вне обвалования.

В помещение управления должен подаваться сигнал о конечном положении штока электрозадвижек ("открыто-закрыто").

4.21. На товарно-сырьевых и промежуточных складах (в парках) сжиженных углеводородных газов, легко воспламеняющихся и горючих жидкостей шкафы управления электрозадвижками следует располагать только в закрытых вентилируемых электропомещениях.

4.22. Электропомещения, обслуживающие товарно-сырьевые и промежуточные склады СУГ и ЛВЖ под давлением, должны находиться в отдельно стоящих зданиях. При этом независимо от расстояния до резервуаров в указанных помещениях следует предусматривать гарантированный подпор воздуха, подъем полов и не допускается устройство окон. Двери в указанные помещения должны иметь уплотнения в притворах, прижимную пружину и открываться наружу.

Воздухозабор для приточной вентиляции электропомещений должен быть на высоте не менее 15 м.

В воздухозаборниках приточной вентиляции следует устанавливать сигнализаторы до взрывоопасных концентраций в соответствии с требованиями разд. 8, при срабатывании которых отключается приточная вентиляция и закрывается герметичный клапан на воздухозаборе.

4.23. Коммуникации склада (парка) должны обеспечивать в случае возникновения аварийной ситуации возможность перекачки продукта из резервуаров одной группы в резервуары другой группы, а при наличии на складе (в парке) одной группы - из резервуара в резервуар.

4.24. Прием и отпуск сжиженных углеводородных газов, легко воспламеняющихся и горючих жидкостей на промежуточных складах (в парках) должен производиться по трубопроводам без сливноналивных устройств.

4.25. В обваловании резервуаров (групп резервуаров) складов, а также в помещениях насосных, компрессорных и у отдельно размещенного оборудования со взрывопожароопасными продуктами должны устанавливаться автоматические стационарные непрерывно действующие сигнализаторы до взрывоопасных концентраций паров и газов в воздухе рабочей зоны складов, заблокированные с системой противоаварийной защиты.

4.26. Установка электрооборудования и прокладка электрокабельных линий внутри обвалования не допускается, за исключением устройств контроля и автоматики, приборов местного освещения из электроприводов резервуарного оборудования во взрывозащищенном исполнении, а также кабеля, имеющего сертификат пожарной безопасности, и устройств для обогрева трубопроводов и оборудования внутри обвалования.

4.27. Защита от прямых ударов молнии резервуаров для хранения СУГ, ЛВЖ и ГЖ должна предусматриваться отдельными молниеотводами и выполняться в соответствии с требованиями РД 34.21.122-87.

Систему молниезащиты резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов следует предусматривать с учетом требований ПБ 03-605-03.

4.28. Емкости для инертного газа, емкости, используемые для слива продуктов, дренажные и факельные емкости, а также сепараторы на линиях сброса от предохранительных клапанов должны размещаться вне обвалования на расстоянии от резервуаров не менее диаметра ближайшего к емкости резервуара.

Расстояние между указанными емкостями следует принимать как для технологического оборудования, но не менее 1 м, а для здания насосной и сливноналивного устройства - не менее 10 м.

4.29. Сбросы горючих газов и паров следует направлять в факельные системы - общие (при условии совместности сбросов), отдельные или специальные.

Устройство факельных систем и сбросных труб, а также условия сброса должны отвечать Правилам безопасной эксплуатации факельных систем (ПБ 03-591-03).

4.30. Подсобно-производственные помещения, располагаемые в одном здании с продуктовой насосной, должны быть обращены в сторону резервуаров склада (парка) глухой стеной с пределом огнестойкости не менее R 90.

При необходимости устройства в этой стене оконных проемов последние должны быть защищены неоткрывающимися переплетами с армированным стеклом или стеклоблоками. Выходы в сторону парка не предусматривать.

4.31. Общее освещение территории складов(парков) должно осуществляться прожекторами с уровнем взрывозащиты,соответствующим требованиям ПУЭ.

Установку прожекторных мачт следуетпредусматривать на расстоянии не менее 10 м от резервуаров, но во всех (случаях- вне обвалования или ограждающих стен.

4.32. Ограждение складов (парков),размещенных на территории предприятия, допускается не предусматривать

4.33. На складах (в парках) недопускается осуществлять какие-либо производственные процессы, не связанных приемом, хранением и отгрузкой продуктов.

5. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ

5.1. При проектировании технологическихтрубопроводов следует руководствоваться положениями СНиПШ-89-80* (Раздел 4. Размещениеинженерных сетей), СНиП2.09.03-85, СНиП31-03-2001, ПБ03-585-03, других нормативных документов с учетом приведенных нижеположений.

5.2. При проектировании трубопроводныхтрасс рекомендуется учитывать возможность развития и реконструкции предприятий,в связи с чем при определении размеров конструкций следует предусматриватьрезерв как по габаритам, так и по нагрузкам на эти конструкции.

В каждом конкретном случае резерв должноопределяться проектом.

5.3. При выборе трасс трубопроводоврекомендуется предусматривать их расположение, как правило, со стороны,противоположной размещению тротуаров.

5.4. Прокладку технологическихтрубопроводов для транспортировки горючих и сжиженных горючих газов,легковоспламеняющихся и горючих жидкостей на территории предприятия следуетпредусматривать, как правило, наземным или надземным способом с размещением наэстакадах, этажерках, стойках, опорах, выполненных из негорючих материалов.Предел огнестойкости опорных конструкций первого яруса должен быть не менее R 60.

Указанные трубопроводы должны иметьотключающие устройства, размещенные в пределах территории предприятия на входеи выходе.

Не допускается прокладка кабелей итрубопроводов систем противопожарной защиты совместно с трубопроводами ЛВЖ, ГЖи сжиженных горючих газов.

5.5. На низких опорах следует размещатьнапорные трубопроводы с горючими жидкостями и газами в специально отведенныхдля этих целей технических полосах территории предприятия, а также на территории складов (парков) горючих и сжиженных горючих газов,легковоспламеняющихся и горючих жидкостей.

Применение низких опорных конструкцийдопускается в тех случаях, когда это не препятствует движению пожарной техники.

5.6. В обоснованных случаях допускаетсяподземная прокладка трубопроводов при выполнении следующих требований:

- прокладка трубопроводов струдногогорючими продуктами - в закрытых каналах, засыпанных песком, в тоннеляхили в земле, с защитой при необходимости от проникновения в них грунтовых вод;
- прокладка трубопроводов с горючими искиженным» горючими газами, легковоспламеняющимися и горючими жидкостями - вканалах, выполненных из сборных

негорючих конструкций, засыпанных песком, сзащитой при необходимости от проникновения в них грунтовых вод.

При прокладке в земле температура стенкитрубопровода не должна превышать 150°C.

5.7. Прокладку трубопроводов следуетпредусматривать с уклонами, обеспечивающими их опорожнение при установкетехнологической системы.

5.8. Не допускается использовать длятранспортировки наземным (надземным) способом горючих, сжиженных горючих газов,легковоспламеняющихся и горючих жидкостей трубы, выполненные из горючих итрудногорючих материалов (фторопласт, полиэтилен, винипласт и др.).

5.9. Не допускается прокладка надземныхтранзитных внутривысотных технологических трубопроводов горючих и сжиженныхгорючих газов, легковоспламеняющихся и горючих жидкостей по стенам и кровлямзданий, за исключением стен зданий I и II степени огнестойкости категорий В, Г и Д приобосновании, а также размещение трубопроводов горючих газов на территориискладов легковоспламеняющихся и горючих жидкостей.

5.10. Наземные трубопроводы не следуеустанавливать в пределах полосы, отведенной для прокладывания подземных инженерныхсетей в траншеях и каналах, требующих периодического доступа к сетям приэксплуатации.

5.11. Над технологическимитрубопроводами, проходящими под линиями электропередач, следует предусматриватьзащитные устройства, предотвращающие попадание на трубопроводы электропроводовпри обрыве последних.

Защитные устройства должны быть выполненыиз негорючих материалов, надежно заземлены, и выступать за крайние проводалинии электропередач не менее чем на 5 м.

5.12. При надземном пересечении внетерритории предприятия технологическими трубопроводами с горючими и сжиженнымиуглеводородными газами, легковоспламеняющимися и горючими жидкостямижелезнодорожных и трамвайных путей, троллейбусных линий и автомобильных дорогобщего назначения под трубопроводами должны устраиваться защитные металлическиеелотки, выступающие на расстояние не менее 15 м от оси крайнего пути и 10 отбровки земляного полотна автомобильных дорог. Трубопроводы в указанных местахне должны иметь арматуру и разъемные соединения.

При подземном пересеченииитехнологическими трубопроводами внутривысотных железнодородных путейавтомобильных дорог и проездов трубопроводы должны быть размещены в футлярах,выполненных из стальных труб, диаметр которых на 100-200 мм больше диаметровпрокладываемых в них трубопроводов.

Концы футляров должны быть уплотнены,загерметизированы и выступать не менее чем на 2 м в каждую сторону от крайнего рельса или от края проезжей частиавтодороги.

5.13. Расстояния по вертикали оттехнологических трубопроводов до железнодородных путей и линий электропередачследует принимать от защитных устройств этих трубопроводов.

5.14. Расстояния от зданий, сооружений и других объектов до междовых технологических трубопроводов транспортирующихгорючие и сжиженные углеводородные газы, легковоспламеняющиеся и горючиежидкости, должны составлять не менее указанных в табл. 4.

Таблица 4

№ п/п	Наименование объектов	Расстояние до трубопроводов, м
1	Производственные, складские здания независимо от категории взрывопожарной и пожарной опасности, другие здания и сооружения	5/10
2	Внутризаводские железнодорожные пути	5
3	Внутризаводские автомобильные дороги	1,5
4	Линии электропередач (воздушные)	1,5 высоты опоры
5	Открытые трансформаторные подстанции и распределительные устройства	10
6	Газгольдеры с горючими газами и резервуары с СУГ, ЛВЖ и ГЖ	15
7	Колодцы подземных коммуникаций (любые)	Вне габаритов эстакады

Примечания:

1. В п. 1 табл. 4 над чертой указано расстояние до трубопроводов с давлением до $6 \cdot 10^5$ Па (6 кгс/см²); под чертой - до трубопроводов с давлением $6 \cdot 10^5$ Па (6 кгс/см²) и более.

2. Запрещается размещать запорные, дренажные и спускные устройства на технологических трубопроводах напротив помещений категорий В, Г, и Д, в которых имеются оконные и дверные проемы, направленные в сторону эстакады.

При необходимости размещения указанных устройств напротив таких помещений расстояние, указанное в табл. 4, следует увеличивать на 50 %.

3. Требование п. 7 табл. 4 распространяется также на внутриустановочные и внутрицеховые эстакады.

5.15. На участках внутрицеховых эстакад, проходящих вдоль зданий категорий В, Г, Д, подсобно-производственных зданий (помещений), электропомещений, помещений управления технологическими процессами цеха, обращенных в сторону эстакад оконными и дверными проемами, фланцевые соединения и арматуру на трубопроводах с горючими газами, ЛВЖ и ГЖ следует располагать от этих окон и дверей на расстояниях, предусмотренных п. 1 табл. 4.

5.16. Трубопроводы с пожаровзрывоопасными продуктами, прокладываемые между смежными предприятиями промышленного узла, а также между производственной зоной и зоной товарно-сырьевых складов предприятия, при надземной прокладке должны находиться на расстоянии не менее 50 м от зданий, где возможно массовое скопление людей, и не менее 25 м при подземной прокладке.

5.17. При прокладке трубопроводов с фланцевыми соединениями на одно- и многоярусных эстакадах необходимо предусматривать оснащенные перилами проходные мостки шириной не менее 0,6 м.

Настил и перила мостков должны выполняться из негорючих материалов.

5.18. Через каждые 400 м, но в количестве не менее двух, на межцеховых и заводских эстакадах должны предусматриваться маршевые или вертикальные лестницы с шатровым ограждением. При наличии на эстакаде трубопроводов, требующих ежедневного обслуживания, указанные лестницы следует предусматривать через 200 м.

5.19. Под межцеховыми технологическими трубопроводами с горючими продуктами размещение оборудования не допускается.

Емкости для дренирования жидкостей для трубопроводов и насосы к ним следует размещать вне габаритов эстакады. Расстояние от трубопроводов до указанного оборудования не нормируется.

5.20. Следует предусматривать защищенную от разрушения теплоизоляцию технологических трубопроводов, выполняемую из негорючих материалов, а также защиту трубопроводов от коррозии, вторичных проявлений молний и статического электричества.

5.21. Не допускается прокладка трубопроводов с горючими газами и жидкостями от резервуара (группы резервуаров) через обвалования соседних резервуаров (групп резервуаров), а также прокладка транзитных трубопроводов с пожаровзрывоопасными продуктами над и под наружными установками, зданиями, сооружениями и через них, за исключением уравнильных и дыхательных трубопроводов, размещаемых над резервуарами.

Примечания:

1. В цехах дегидрирования, где вследствие низкого давления контактного газа на выходе из реакторов необходимы ограниченной длины соединительные линии с компрессорным отделением цеха газоразделения, допускается прокладка трубопроводов для контактного газа над производственной частью здания цеха дегидрирования, при этом покрытие цеха на участке прокладки трубопроводов не должно быть легко сбрасываемым и иметь горючий утеплитель.

2. На установках замедленного коксования, где температура входа продуктов коксовые камеры оказывает отрицательное влияние на скорость и качество коксования, допускается прокладка транзитного трубопровода над водяной насосной гидрозрезки. В этом случае покрытие насосной не должно иметь горючий утеплитель, а участок трубопровода над насосной должен находиться в защитном кожухе.

5.22. При совместной многоярусной прокладке трубопроводов, транспортирующих горючие и сжиженные углеводородные газы, легко воспламеняющиеся и горючие жидкости, кислород, агрессивные среды, пар, теплоносители и другие продукты, должны соблюдаться следующие требования:

- трубопроводы с агрессивными средами должны прокладываться на нижнем ярусе эстакады;
- ацетиленопроводы следует прокладывать в верхнем ярусе крайними по отношению к другим трубопроводам;
- кислородопровод при совместной прокладке с трубопроводами, транспортирующими масла и продукты, способные вызвать взрыв при взаимодействии с кислородом, следует размещать на противоположных сторонах яруса эстакады;
- расстояние в свету между кислородопроводом и другими трубопроводами должно составлять не менее 0,25 м;
- неизолированные трубопроводы со сжиженными углеводородными газами и трубопроводы, транспортирующие горючую среду, следует располагать на противоположных сторонах яруса эстакады. Требование не распространяется на обогревающие спутники этих трубопроводов;
- трубопроводы с продуктами, смешение которых может вызвать пожар или взрыв, следует размещать на максимальном удалении друг от друга.

5.23. Временная прокладка ацетиленопроводов для проведения сварочных работ на эстакадах трубопроводов не допускается.

5.24. При размещении внутри цеховых эстакад технологических трубопроводов между наружными установками допускается примыкание эстакады к одной установке, при этом расстояние между эстакадой и другой установкой должно быть не менее 15 м и при его определении должно приниматься от крайнего трубопровода эстакады.

5.25. Прокладку технологических трубопроводов с горючими, сжиженными горючими газами, легковоспламеняющимися и горючими жидкостями допускается предусматривать через стены, разделяющие смежные помещения категорий А и Б, только в особых случаях при условии что это вызвано требованиями технологического процесса.

Указанные случаи должны быть обоснованы в технологической части проекта.

В местах прохода через стены трубопроводы должны иметь герметизирующие устройства, выполненные из негорючих материалов и обеспечивающие возможность горизонтального перемещения трубопроводов.

На указанных трубопроводах со стороны ввода должна быть предусмотрена отключающая арматура.

5.26. Внутрицеховые трубопроводы, транспортирующие горючие и сжиженные горючие газы, легковоспламеняющиеся и горючие жидкости (с условным проходом до 100 мм), а также трудногорючие жидкости (независимо от диаметра трубопровода), допускается прокладывать по наружной поверхности глухих стен вспомогательных помещений.

5.27. По поверхности несущих стен производственных зданий допускается прокладывать внутрицеховые трубопроводы с условным проходом до 200 мм с учетом допускаемых нагрузок на эти стены. Указанные трубопроводы должны размещаться на уровне 0,5 м ниже или выше оконных и дверных проемов. При этом трубопроводы с легкими (относительно воздуха) газами следует размещать выше, а с тяжелыми - ниже оконных и дверных проемов.

Прокладка трубопроводов по стенам зданий со сплошным остеклением, а также по легкосбрасываемым конструкциям недопускается.

5.28. В местах ввода (вывода) трубопроводов с пожаровзрывоопасными продуктами в здание цеха (из цеха) по каналам или тоннелям необходимо предусматривать средства по предотвращению попадания этих продуктов из цеха в канал (тоннель) и обратно (например, путем установки диафрагм, выполненных из негорючих материалов, или устройства водо- и газонепроницаемых перемычек, определяемых требованиями технического проекта).

5.29. Не допускается прокладка трубопроводов с горючими, токсичными и агрессивными продуктами через административные, бытовые и подсобные помещения, электропомещения, помещения управления технологическими процессами, вентиляционные камеры и другие помещения аналогичного назначения, а также на путях эвакуации персонала.

5.30. При технологической необходимости прокладки трубопроводов с горючими продуктами из одного отделения здания цеха в другие, между которыми находятся помещения, указанные в п. 6.1.7, трубопроводы должны размещаться в специально выделенном для этого коридоре, выполненном из материалов группы НГ по ГОСТ 30244-94 с ограждающими конструкциями, имеющими предел огнестойкости не ниже E145.

При этом должны выполняться следующие требования:

- не допускается размещать над и под коридором с трубопроводами помещения, в которых постоянно пребывают люди;
- трубопроводы в пределах коридора не должны иметь фланцевых соединений; коридор должен быть обеспечен постоянно действующей приточной принудительной вентиляцией;
- проемы, соединяющие коридор с производственными помещениями, должны быть защищены самозакрывающимися противопожарными дверями 1-го типа, места прохода труб через стены должны быть загерметизированы.

5.31. При проектировании трасстехнологических трубопроводов следует по возможности предусматривать минимальное количество разъемных соединений.

Фланцевые соединения допускается использовать в местах установки арматуры или крепления трубопроводов к аппаратам, а также на участках, где по условиям ведения технологического процесса требуется периодическая разборка для проведения чистки и ремонта трубопроводов.

В качестве прокладочных материалов для фланцевых соединений необходимо применять материалы, устойчивые к перемещаемым средам и отвечающие параметрам ведения технологического процесса.

5.32. Арматуру на трубопроводах следует предусматривать в легкодоступных местах, обеспечивающих удобство ее обслуживания.

5.33. На трубопроводах подачи жидких и газообразных продуктов, сжигаемых в технологических печах в качестве топлива, следует предусматривать отключающую арматуру, позволяющую производить одновременное прекращение подачи топлива ко всем форсункам.

При размещении печей вне зданий отключающую арматуру на трубопроводах подачи следует предусматривать на расстоянии не менее 10 м от форсунок, а при расположении печей в помещениях арматуру следует устанавливать вне помещений.

5.34. Газопроводы к форсункам технологических печей должны быть оборудованы подогревателями газа или системами сбора конденсата и продувочными линиями.

5.35. Территория вокруг факельного ствола, за исключением случаев его расположения на территории технологической установки, должна быть ограждена и обозначена предупредительными знаками. В ограждении должны быть проходы для персонала и ворота для проезда транспортных средств.

5.36. Не допускается устройство колодцев, прямков и других заглублений, а также размещение емкостей газового конденсата (сепараторы и другое оборудование) в пределах ограждения территории вокруг факельного ствола.

5.37. На сбросных трубопроводах от технологических аппаратов, содержащих пожаровзрывоопасные вещества, следует предусматривать установку огнепреградителей.

На сбросных трубопроводах от предохранительных клапанов огнепреградители не устанавливаются.

6. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗДАНИЯ И СООРУЖЕНИЯ

6.1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

6.1.1. При проектировании производственных зданий и сооружений следует руководствоваться требованиями СНиП 31-03-2001, СНиП 21-01-97*, СНиП 2.09.03-85, СНиП 31-04-2001, других нормативных документов с учетом приведенных ниже положений.

6.1.2. Производственные здания для размещения технологического оборудования следует предусматривать в тех случаях, когда это вызвано особенностями технологического процесса или конструктивными требованиями оборудования.

При этом размещать технологическое оборудование следует, как правило, на наружных установках.

6.1.3. При осуществлении в одном здании или помещении технологических процессов с различной взрывопожарной и пожарной опасностью необходимо разрабатывать мероприятия по предупреждению возникновения пожара (взрыва) и его распространения.

Эффективность указанных мероприятий должна быть обоснована в проекте.

6.1.4. Производственные и складские здания предприятия следует предусматривать, как правило, I и II степени огнестойкости классов С0 и С1.

Допускается проектировать одноэтажные мобильные (инвентарные) здания III степени огнестойкости классов С0, С1

6.1.5. Здания категорий А и Б должны быть, как правило, одноэтажными.

Допускается предусматривать здания указанных категорий с числом этажей более одного, если это обосновано условиями технологического процесса, осуществляемого на предприятии.

6.1.6. Нахождение помещений категорий В1-В4, Г и Д над помещениями категорий А и Б не допускается.

Не допускается располагать помещения класса Ф5 категорий А и Б под помещениями, предназначенными для одновременного пребывания более 50 чел., а также в подвальных и цокольных этажах.

Административные (класса Ф4.3) и бытовые (класса Ф3.6) помещения допускается располагать во вставках и встройках производственных зданий категорий В, Г и Д.

6.1.7. К помещениям категорий А и Б допускается пристраивать следующие помещения:

- помещения экспресс-лабораторий общей площадью не более 36 м² с численностью персонала не более 5 чел. в смену;
- помещения для дежурного цехового персонала, механика, мастера (одна-две комнаты общей площадью не более 20 м²);
- помещения ремонтного персонала (дежурный слесарь, электрик, приборист) общей площадью не более 20 м² без станочного и сварочного оборудования;
- помещения для хранения теплой спецодежды, кладовые хозяйственного инвентаря, а также другие помещения, не имеющие рабочих мест.

Перечисленные помещения следует располагать в отсеке, выделенном противопожарными стенами 1-го типа. Сообщение этих помещений с производственными помещениями следует предусматривать через улицу или в исключительных случаях при обосновании через тамбур-шлюз 1-го типа с гарантированным подпором воздуха.

6.1.8. Не допускается устройство подвалов, незасыпанных траншей, приемков и подпольных каналов в помещениях категорий А, Б и на территории наружных установок категорий А_н, Б_н, в которых обращаются вещества с удельной массой паров или газов более 0,8 по отношению к воздуху.

Устройство открытых приемков и незасыпанных песком каналов внутри помещений категорий А и Б, а также на территории наружных установок категорий А_н и Б_н допускается только в случаях, когда они необходимы по условиям технологического процесса.

При этом должны быть выполнены следующие требования:

- приемки и каналы должны быть обеспечены непрерывно действующей приточной или приточно-вытяжной вентиляцией;
- число лестниц из открытых приемков при площади их более 50 м² или протяженности свыше 30 м должно быть не менее двух. Выходы из открытых приемков должны быть предусмотрены с противоположных сторон на уровне пола помещения (установки).

Примечание. В производствах, где обращаются вещества судельной массой паров и газов менее 0,8 по отношению к воздуху, допускается, если это необходимо по условиям технологического процесса, устройством незасыпанных и не вентилируемых каналов глубиной не более 0,5 м.

6.1.9. В производственном здании большой протяженности, примыкающем к наружной установке, необходимо предусматривать на нулевой отметке сквозные проходы без входа в здание.

Проход должен совпадать с разрывом в наружной установке на нулевой отметке. Расстояние между проходами не должно превышать 120 м.

6.1.10. В случае размещения наружной установки у стены производственного здания и при необходимости обслуживания наружной установки из расположенных в здании помещений в указанной стене производственного здания допускается предусматривать устройство выходов на установку при следующих условиях:

- выходы должны быть защищены противопожарными дверями 1-го типа, имеющими устройства для самозакрывания и уплотнения в притворах;
- в расчет путей эвакуации указанные выходы не включаются;
- расстояние от выходов до аппаратов и емкостей, расположенных на наружной установке, должно быть не менее 4 м;
- наружная установка и помещение, из которого предусмотрен выход, должны иметь одинаковую категорию взрывопожарной (пожарной) опасности.

Стена здания, обращенная в сторону наружной установки, должна быть противопожарной 1-го типа.

6.1.11. Выход из производственного здания, к которому примыкает наружная установка, следует считать эвакуационным, если расстояние от выхода до оборудования наружной установки категории А или Б (кроме эстакад для трубопроводов) составляет не менее 10 м.

Эвакуационные и аварийные выходы, пути эвакуации из зданий и помещений должны удовлетворять требованиям СНиП 21-01-97*.

6.1.12. Площадь легкобрасываемых конструкций помещений категорий А и Б определяется расчетом.

При отсутствии расчетных данных площадь легкобрасываемых конструкций следует принимать в соответствии с требованиями СНиП 31-03-2001.

В качестве легкобрасываемых конструкций следует использовать остекление окон и фонарей. При недостаточной площади остекления допускается в качестве легкобрасываемых конструкций использовать конструкции покрытий из стальных, алюминиевых и асбестоцементных листов из эффективного утеплителя.

6.1.13. Перед лифтами в помещениях категорий А и Б следует предусматривать тамбур-шлюзы 1-го типа с постоянным подпором воздуха по СНиП 2.04.05-91*.

Двери, ведущие из производственных помещений в тамбур-шлюзы, должны открываться в направлении выхода из помещения.

Эвакуационные пути из помещений категорий В, Г и Д не должны включать участки, проходящие через тамбур-шлюзы помещений категорий А и Б.

6.1.14. Помещения с электрооборудованием общепромышленного назначения, размещенные на территории технологических установок и цехов с помещениями и наружными установками категорий А, Б и Ан, соответственно, должны быть обеспечены гарантированным подпором воздуха по СНиП 2.04.05-91*.

6.1.15. В нормальном режиме работы системы вентиляции производственных помещений должны обеспечивать:

- поддержание избыточного давления для предотвращения поступления горючих газов и паров с прилегающих участков в взрывопожаробезопасные помещения;
- поддержание во взрывопожаробезопасном помещении (зоне) более высокого давления по отношению к взрывопожароопасным помещениям;
- на опасных участках кратность воздухообмена, достаточную для предотвращения превышения предельно допустимых взрывобезопасных концентраций горючих газов и паров.

6.1.16. Системы вентиляции, кондиционирования воздуха и воздушного отопления следует предусматривать отдельными для каждой группы помещений, расположенных в пределах одного пожарного отсека.

Помещения одной категории взрывопожарной опасности, не разделенные противопожарными преградами, а также имеющие открытые проемы в другие помещения общей площадью более 1 м², следует рассматривать как одно помещение.

6.1.17. Системы вытяжной общеобменной вентиляции производственных и складских помещений категорий А и Б должны иметь резервные вентиляторы, автоматически включающиеся при остановке основных и обеспечивающие расход воздуха, необходимый для поддержания в помещениях концентрации взрывоопасных газов и паров в воздухе, не превышающей 10 % нижнего концентрационного предела распространения пламени по газопаровоздушным смесям.

6.1.18. В производственных помещениях категорий В1-В4, Г и Д, пристроенных к помещениям категорий А и Б, необходимо предусматривать постоянно действующую приточную механическую вентиляцию для создания подпора с кратностью воздухообмена не менее 5 обменов в час.

6.1.19. Приточные вентиляционные камеры, обслуживающие помещения категорий А и Б, следует располагать в отдельных изолированных помещениях с самостоятельным выходом наружу. Допускается устройство входов в эти камеры из помещений категорий В4, Г и Д.

Не допускается устанавливать в одной вентиляционной камере вытяжные вентиляторы, обслуживающие помещения категорий А и Б, и вентиляторы, обслуживающие помещения категорий В1-В4, Г и Д.

6.1.20. Воздуховоды систем вентиляции должны быть герметичными и выполненными из негорючих материалов.

Транзитная прокладка воздуховодов для помещений категорий А и Б и воздуховодов систем местных отсосов взрывоопасных смесей через другие помещения не допускается.

Не допускается прокладка воздуховодов подачи воздуха в тамбур-шлюзы в местах возможного возникновения пожара и образования зон загазованности.

Пределы огнестойкости воздуховодов следует определять в соответствии с требованиями СНиП 2.04.05-91*.

6.1.21. Необходимость оснащения помещенийпротиводымной вентиляцией и требующееся для этого оборудование следуетопределять в соответствии с положениями СНиП 2.04.05-91*.

Для удаления дыма и газов после пожарадопускается использовать системы аварийной и основной вентиляции.

6.1.22. Аварийная вентиляция должна бытьоснащена автоматическими газосигнализаторами, подающими сигнал тревоги(световой или звуковой по месту и на ЦПУ объекта) с автоматическим включениемаварийной вентиляции при наличии в помещении опасных концентраций газов и паров.

Кроме автоматического включения аварийнойвентиляции следует предусматривать ручное и дистанционное включение срасположением пусковых устройств снаружи у входов в помещения.

6.1.23. Подачу наружного воздуха припожаре для противодымной защиты зданий следует предусматривать:

- в лифтовые шахты при отсутствии увыхода из них тамбур-шлюзов в зданиях с незадымляемыми лестничными клетками;
- в незадымляемые лестничные клетки 2-готипа;
- в тамбур-шлюзы при незадымляемыхлестничных клетках 3-го типа;
- в тамбур-шлюзы перед лифтами вподвальном этаже производственных и административно-бытовых зданий;
- в тамбур-шлюзы перед лестницами вподвальных этажах с помещениями категорий В1-В3;
- в машинные помещения лифтов в зданияхкатегорий А и Б, кроме лифтовых шахт, в которых при пожаре поддерживаетсяизбыточное давление воздуха.

6.1.24. Расход наружного воздуха дляпротиводымной защиты следует рассчитывать из условия обеспечения давлениявоздуха не менее 20 Па:

- в нижней части лифтовых шахт при закрытых дверях в лифтовых шахтах на всех этажах (кроме нижнего);
- в нижней части каждого отсека незадымляемых лестничных клеток 2-го типа при открытых дверях на пути эвакуациииз коридоров и холлов на этаже пожара в лестничную клетку и из здания наружу при закрытых дверях из коридоров и холлов на всех остальных этажах;
- в тамбур-шлюзах на этаже пожара в зданиях с незадымляемыми лестничными клетками 3-го типа при одной открытойдвери в коридор или холл, в тамбур-шлюзах перед лифтами в подвальных этажах;
- при закрытых дверях, а также в тамбур-шлюзах в подвальных этажах;
- при открытой двери в подвальный этаж.

Расход воздуха, подаваемого в тамбур-шлюзы, работающие при пожаре с одной открытой дверью в коридор, холл или подвальный этаж, следует определять расчетом или по скорости 1,3 м/с в проеме двери.

6.1.25. Из производственных помещений, где обращаются элементоорганические соединения, способные к самовозгоранию, с каждой основной обслуживающей площадки

независимо от наличия выходов на нулевой отметке должно предусматриваться не менее двух выходов на наружные балконы, расположенные с противоположных сторон помещений и оборудованные лестницами для эвакуации людей.

6.1.26. В многоэтажных зданиях категорий А и Б при расположении наружных эвакуационных лестниц около стен сплошным ленточным остеклением необходимо сматривать сплошное ограждение лестниц со стороны остекления, выполненное из негорючих материалов.

Ограждение должно предусматриваться на всю высоту лестницы на расстоянии не менее 1 м от остекления.

В исключительных случаях при обосновании допускается взамен сплошного ограждения выполнять ограждение только перил маршей и площадок лестниц со стороны здания на высоту 1,5 м.

6.1.27. В наружных стенах зданий категорий А и Б допускается устройство оконных проемов над кровлей примыкающих частей здания, имеющих негорючее покрытие кровли, в следующих случаях:

а) если в низкой части здания расположены помещения той же категории, что и в высокой части здания, и нет стен, разделяющих низкую и высокую части здания;

б) если в низкой части здания расположены помещения той же категории, что и в высокой части здания, и эти части здания разделены при этом противопожарной стеной, то окна в стенах высокой части здания допускается устраивать:

- на высоте не менее 2 м от кровли низкой части здания, если к стене высокой части здания примыкает покрытие низкой части здания, выполненное без проемов из монолитного или сборного монолитного железобетона шириной не менее 6 м;
- на высоте не менее 8 м от кровли низкой части здания при невыполнении указанных выше требований;

в) если в низкой части здания расположены помещения категорий В1-В3, то расстояние между окнами низкой и высокой частей здания в плане должно быть не менее 6 м. Если это расстояние меньше, оконные проемы в низкой части здания должны заполняться стеклоблоками или армированным стеклом, а дверные проемы - samozакрывающимися противопожарными дверями 1-го типа.

Расстояние от низа окон высокой части здания до кровли низкой части здания должно быть не менее 0,4 м;

г) если в низкой части здания расположены помещения категорий В4 и Д.

6.1.28. Необходимость устройства фонарей и их тип (зенитные, П-образные, светоаэрационные и др.) устанавливаются проектом в зависимости от особенностей технологического процесса.

Открытие створок фонарей, а также окон, которые невозможно открыть без подвижных или переносных подсобных средств, должно быть предусмотрено механизированным (с включением механизмов открывания выходов из помещений), с дублированием ручным способом управления.

6.1.29. В случае необходимости (по условиям технологического процесса) на участке приема продукта в технологическую установку (цех) и на выходе из установки (цеха) допускается размещение емкостей из расчета: одна емкость на каждый обращающийся продукт.

Размещение указанных емкостей следует предусматривать по периметру установки (цеха) на расстоянии одна от другой не менее диаметра наибольшей по объему соседней емкости. Расстояния от емкостей до других объектов установки (цеха) следует принимать как для технологического оборудования.

Объем каждой емкости не должен превышать 50 м³. Емкости должны ограждаться бортиками высотой не менее 0,15 м, а с площадки, где установлены емкости, должен быть предусмотрен выпуск в производственную канализацию с устройством гидрозатвора.

Противопожарная защита емкостей должна обеспечиваться, как и для оборудования наружных установок.

6.1.30. Ресиверы (линейные) при холодильных цехах должны рассчитываться на хранение не более 10-минутного запаса горючего хладагента.

6.1.31. Компонировка шихтовальных станций должна выполняться в соответствии с требованиями, предъявляемыми к промежуточным складам (паркам).

Суммарный объем всех мерников и резервуаров на шихтовальных станциях не должен превышать 500 м³.

6.1.32. На шихтовальных станциях производства сополимерных каучуков и латексов размещение резервуаров с легковоспламеняющимися жидкостями и сжиженными углеводородными газами следует предусматривать в смежных группах, разделенных обвалованием или ограждающей стенкой.

Расстояния между резервуарами и отрезервуаров до насосной шихтовальной станции должны приниматься как на промежуточных складах (в парках) сжиженных углеводородных газов.

6.1.33. Размещение сборников и отстойников с объемом сжиженных углеводородных газов более 25 м³ и с легковоспламеняющимися жидкостями объемом более 50 м³ следует предусматривать вне габаритов этажерки.

Флегмовые емкости, размещенные в габаритах этажерки, должны иметь объем не более 50 м³ для сжиженных углеводородных газов и 100 м³ для легковоспламеняющихся жидкостей. При этом не допускается их заполнение более чем на 50 % объема.

6.1.34. Емкости с дегазированным латексом, размещаемые вне здания цеха разлива и хранения дегазированного латекса, должны ограждаться бортиками высотой не менее 0,15 м.

Расстояние от указанных емкостей до здания цеха не нормируется.

Расстояния между емкостями принимаются как между технологическими аппаратами.

6.2. ПРОДУКТОВЫЕ НАСОСНЫЕ И КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ

6.2.1. При проектировании продуктовых насосных станций (далее - насосные) помимо настоящих требований следует учитывать также положения СНиП 2.11.03-93, ПБ 09-566-03, ПБ 09-540-03 и других нормативных документов, утвержденных в установленном порядке.

6.2.2. Насосные могут быть закрытыми (размещение в зданиях) и открытыми (размещение под этажерками, под навесами или на открытых площадках).

Насосные агрегаты допускается размещать как в насосных, так и непосредственно у связанного с ними оборудования.

6.2.3. Открытые насосные, размещаемые подэтажерками и навесами, должны иметь защитные боковые ограждения площадью не более 50 % общей площади закрываемой стороны (считая по высоте от пола до выступающей части перекрытия или покрытия насосной).

Защитные боковые ограждения открытых насосных должны быть выполнены из негорючих материалов, и по условиям естественной вентиляции не доходить до пола и покрытия (перекрытия) насосной не менее чем на 0,3 м.

6.2.4. При проектировании новых пожаровзрывоопасных производств для перемещения горючих жидкостей, нагретых выше температуры вспышки, легко воспламеняющихся жидкостей и сжиженных углеводородных газов следует предусматривать насосы повышенной надежности, имеющие герметичное исполнение или двойное торцевое уплотнение вала.

6.2.5. Насосные агрегаты с одинарными торцевыми уплотнениями вала следует размещать вне габаритов этажерок (постаментов).

В случае отсутствия свободного места для насосов с одинарными торцевыми уплотнениями вала вне этажерок (постаментов) допускается их размещение под этажерками (постаментами) при выполнении следующих условий:

- наличие дистанционного отключения насосов из операторных;
- удаление по горизонтали от насосов на расстояние не менее чем 12 м аппаратов воздушного охлаждения и обеспечение дистанционного их отключения из операторных;
- устройство над насосами, перекачивающими ЛВЖ, и ГЖ, стационарных пеногенераторов установок или систем стационарного пенного пожаротушения (неавтоматических), а над насосами, перекачивающими СУГ, водяной дренчерной системы с дистанционным пуском;
- устройство дистанционно управляемой водяной дренчерной системы, предназначенной для предотвращения распространения пожара из насосной на другое оборудование;
- оснащение насосных серийно выпускаемыми автоматическими сигнализаторами до взрывоопасных концентраций с выводом сигналов в операторную.

6.2.6. Длина каждого отделения закрытой насосной сжиженных углеводородных газов, легко воспламеняющихся жидкостей не должна превышать 90 м

При большей длине насосная должна разделяться на отсеки противопожарными стенами 1-го типа. Такими же стенами должны отделяться насосные, которые перекачивают горючие продукты, нагретые до температуры 250 °С и выше, от других насосных.

Насосные, предназначенные для перекачивания продуктов, нагретых до температуры 250 °С и выше, следует разделять на пожарные отсеки площадью не более 650 м² каждый.

6.2.7. Дверные проемы в противопожарных стенах, которые разделяют насосные на отсеки, должны быть защищены противопожарными дверями 1-го типа, имеющими устройства для самозакрывания и уплотнения в притворах.

6.2.8. Каждый отсек насосной, где применяется мокрая уборка, должен быть оборудован самостоятельными выпусками в промканализацию через гидравлические затворы или в специальные ёмкости через гидравлические затворы.

6.2.9. При размещении насосов под этажерками, навесами и на открытых площадках через 90 м по длине следует предусматривать одно из следующих мероприятий:

- устройство противопожарной стены без проемов с пределом огнестойкости не ниже REI 120, имеющей высоту до перекрытия первого этажа или покрытия навеса;

- размещение насосов на расстоянии не менее 6 м (зона) на всю ширину насосной при устройстве в этом коридоре водяной(пенной) завесы;

При размещении насосов под многоярусными этажерками выполнение указанных мероприятий обязательно только для первого яруса (этажа).

6.2.10. При размещении насосов под этажерками должна быть предусмотрена возможность дистанционной остановки насосов от кнопочных постов управления, расположенных в безопасных местах, или из операторной (ЦГУ).

Предел огнестойкости строительных конструкций при этом должен быть не ниже: колонн - R 120, балок и ригелей - R 90. Перекрытие над насосами должно быть железобетонным, без проемов и по периметру иметь борт высотой не менее 0,15 м.

6.2.11. Расстояние от открытой насосной до технологического оборудования наружной установки не нормируется, если суммарная ширина наружной установки и открытой насосной не превышает допустимую (п. 6.3.20).

Размещение оборудования вдоль двух продольных сторон открытой насосной не допускается. В случаях, когда это требование выполнить не представляется возможным, расстояние от одной из продольных сторон насосной до оборудования должно быть не менее 5 м.

Размещение наружной установки и открытой насосной по отношению друг к другу следует предусматривать на расстоянии не менее 15 м в случаях, когда суммарная ширина наружной установки и открытой насосной превышает допустимую (п. 6.3.20).

Примечание. При определении ширины установки в нее включается и расстояние 5 м, если оно предусмотрено от одной из продольных сторон открытой насосной до оборудования.

6.2.12. На покрытии зданий насосных допускается устанавливать холодильники и конденсаторы водяного и воздушного охлаждения (кроме конденсаторов погружного типа), теплообменники, рефлюксные и флегмовые емкости, сепараторы.

При этом должны соблюдаться следующие условия:

- аппараты на покрытии зданий насосных следует размещать не более чем в два яруса (этажа);
- допускается устанавливать емкостные аппараты с регуляторами уровня вместимостью не более 25 м³ каждый для ЛВЖ и ГЖ и 10 м³ для сжиженных углеводородных газов с гарантированным заполнением тех и других не более чем на 50 %;
- конструкции перекрытий зданий насосных, где установлены указанные выше аппараты, должны иметь предел огнестойкости не ниже REI 60, быть непроницаемыми для обращающихся жидкостей и иметь по периметру сплошной ограждающий борт высотой не менее 0,15 м с устройствами для отвода разлившейся жидкости в специальные емкости через гидрозатворы, которые должны быть также предназначены для сбора атмосферных осадков. Число стояков должно определяться расчетом, но не менее двух, диаметром не менее 100 мм каждый;
- здание насосной через каждые 90 м длины следует разделять противопожарными стенами 1-го типа на расстоянии не менее 6 м одна от другой. Между стенами должен предусматриваться сквозной проход. Расстояние по горизонтали от ближайшего аппарата, установленного на покрытии насосной или на этажерке над ней, до разделительной противопожарной стены должно быть не менее 3 м;
- в продольных стенах насосной допускается устройство оконных проемов, если связанная с насосной наружная аппаратура расположена на расстоянии не менее 12 м от здания насосной;

- участки покрытия насосной, по которым проходят пути эвакуации с этажерки, должны выполняться монолитными или из монолитных железобетонных плит;
- коммуникации, расположенные над зданием насосной, должны иметь минимальное количество фланцевых соединений;
- из емкостной аппаратуры должен быть обеспечен слив в аварийные емкости или опорожнение ее технологическими насосами в аппараты смежных отделений (цехов производства) или в складские емкости;
- на случай возникновения аварийной пожароопасной ситуации должна быть обеспечена возможность остановки насосов органами управления, размещенными снаружи здания насосной, или из операторной (ЦПУ);
- при длине наружной этажерки, размещенной у здания насосной, более 90 м этажерка через каждые 90 м должна разделяться на секции противопожарными разрывами величиной: не менее 6 м при высоте этажерки до 12 м и не менее 12 м при высоте этажерки 12 м и более. Указанные разрывы должны совпадать с проходами между разделительными противопожарными стенами здания насосной.

6.2.13. Прокладка технологических трубопроводов через покрытие насосной не допускается. При необходимости указанной прокладки каждый трубопровод должен быть размещен в гильзе с уплотнением, выступающей не менее чем на 0,15 м выше поверхности покрытия.

6.2.14. Все всасывающие и нагнетательные трубопроводы горючих продуктов, связывающие технологическую аппаратуру с насосами, должны иметь дублирующую отключающую арматуру, расположенную вне насосной на расстоянии по горизонтали не менее 3 м от здания насосной и 5 м от открытой насосной, но не более 50 м.

6.2.15. Вводы взаиморезервируемых электрических кабелей и кабелей системы КИПиА в открытые насосные следует выполнять не менее чем в двух местах в целях поддержания устойчивости управления в случае возникновения пожара или аварии.

6.2.16. В машинных залах компрессорных станций допускается установка только компрессорных агрегатов и скомпонованного с ними заводом-изготовителем технологического оборудования.

Все остальное оборудование следует размещать на открытых площадках перед помещением соответствующего деления компрессорной станции.

6.2.17. Для отключения компрессорных агрегатов необходимо предусматривать запорную арматуру, размещаемую на приемных и нагнетательных газопроводах. На нагнетательных газопроводах между компрессорами и запорной арматурой должны устанавливаться обратные клапаны.

Запорная арматура аварийного отключения компрессорных агрегатов от газовых коллекторов должна располагаться вне помещений компрессорной станции на открытой площадке и иметь, кроме ручного, дистанционное управление со щита оператора (диспетчера).

6.2.18. Приемные и нагнетательные газовые коллекторы компрессоров следует располагать вне помещения компрессоров. При этом прокладка коллекторов должна быть надземной и иметь уклон, обеспечивающий их самотечное опорожнение.

Подземная и канальная прокладка газопроводов компрессорной установки, перемещающей горючие газы, не допускается.

6.2.19. Трубопроводы обвязки компрессоров должны жестко крепиться к конструкциям здания и должны иметь соответствующие компенсирующие устройства, а так устройства для гашения пульсации газа.

6.2.20. Насосы, перекачивающие сжиженные газы, легковоспламеняющиеся и горючие жидкости, а так компрессоры, газодувки и т.п., работающие непрерывно, должны быть оснащены средствами сигнализации, извещающими об их останове.

6.2.21. Электроприводы насосов, компрессоров и другого оборудования, установленного в помещениях категорий А и Б, следует блокировать с вентиляторами вытяжных систем таким образом, чтобы они не могли работать при отключении вентиляции.

6.2.22. Схема электроснабжения в случае возникновения пожара должна предусматривать автоматическое отключение технологического оборудования в помещениях со взрывоопасными зонами при опасной концентрации газа в воздухе помещения и централизованное отключение вентиляционного оборудования в соответствии с требованиями СНиП 2.04.05-91*.

6.2.23. Электродвигатели основного насосного, компрессорного и другого оборудования, а также всех ответственных механизмов должны быть снабжены системой самозапуска, обеспечивающей включение электродвигателей после кратковременного прекращения подачи электроэнергии

6.2.24. Применяемое электрооборудование должно отвечать требованиям ПУЭ. Электрооборудование, размещенное во взрывоопасных зонах, должно иметь необходимый уровень взрывозащиты.

Электроснабжение насосов и компрессоров должно быть предусмотрено не ниже чем по I категории надежности. При этом должна быть обеспечена возможность безаварийного перевода технологического процесса в безопасное состояние во всех режимах ведения технологических процессов производств, в том числе и при одновременном прекращении подачи электроэнергии от двух независимых взаиморезервирующих источников питания.

Электроснабжение аварийного освещения рабочих мест, с которых при необходимости предусмотрена аварийная установка производства, относящегося к особой группе I категории надежности электроснабжения, должно выполняться по той же категории надежности.

6.2.25. В случае возникновения пожара должно быть предусмотрено дистанционное отключение электрооборудования по группам из операторной (ЦПУ). Группы оборудования должны быть сформированы по территориальному признаку.

6.3. АППАРАТУРА И СООРУЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК И ЦЕХОВ

6.3.1. Конструкции наружных этажерок, на которых размещены оборудование и аппаратура, содержащие сжиженные горючие газы, легковоспламеняющиеся и горючие жидкости, следует выполнять в железобетоне.

При выполнении этажерок в металле нижняя их часть должна быть защищена от воздействия высоких температур на высоту не менее 4 м от планировочной отметки, включая перекрытие первого этажа в пределах указанной высоты. Предел огнестойкости должен быть не менее: для колонн этажерки - R 120, для балок, ригелей, связей - R 90.

Опорные конструкции под отдельно размещенные на нулевой отметке емкостные аппараты и емкости, содержащие сжиженные горючие газы, легковоспламеняющиеся и горючие жидкости, должны иметь предел огнестойкости не менее R 90.

Предел огнестойкости "юбок" колонных аппаратов и опор резервуаров с СУГ и ЛВЖ, хранящимися под давлением, должен быть не менее R 120.

6.3.2. На одноэтажных наружных металлических этажерках, у которых колонны, несущие балки, ригели защищены от воздействия высоких температур, металлические настилы, предназначенные только для прохода, допускается не защищать.

6.3.3. Открытые эвакуационные лестницы наружи этажерок должны располагаться по наружному периметру этажерок.

Для группы аппаратов колонного типа допускается предусматривать размещение лестниц между аппаратами

6.3.4. Открытые эвакуационные лестницы должны быть оборудованы со стороны этажерки сплошным ограждением (экраном), выполненным из негорючих материалов и имеющим предел огнестойкости не ниже EI15.

В отдельных обоснованных случаях (конструктивные трудности, развернутое расположение маршей и др.) допускается взамен сплошного ограждения предусматривать ограждение только перил маршей и площадок лестниц со стороны этажерки на высоту 1,5 м.

6.3.5. Размещение внутри этажерок производственных и вспомогательных помещений не допускается.

6.3.6. Площадки и перекрытия этажерок, если на них установлены аппараты и оборудование, содержащие сжиженные углеводородные газы, легко воспламеняющиеся и горючие жидкости, должны быть выполнены глухими, непроницаемыми для жидкостей и ограждены по периметру: сплошным бортом высотой не менее 0,15 м с устройством пандуса у выходов на лестницы.

Группы аппаратов и оборудования, установленные под этажерками, должны ограждаться бортом высотой не менее 0,15 м, размещаемым на расстоянии не менее 1 м от аппаратов и оборудования. Аппараты и оборудование с жидкими продуктами, размещенные на открытых площадках вне этажерок, также должны быть ограждены бортом с соблюдением указанных выше условий.

6.3.7. В местах пересечения перекрытий этажерок аппаратами и трубопроводами борта, ограждающие проемы и гильзы, должны выступать на высоту не менее чем 0,15 м над поверхностью перекрытия.

Для отвода разлившихся жидкостей и атмосферных осадков с площадок и перекрытий этажерок, огражденных бортами, необходимо предусматривать сливные стояки диаметром не менее 100 мм. Число стояков следует определять расчетом, но не менее двух. Сбор разлившейся жидкости и атмосферных осадков должен предусматриваться в специальную емкость через гидравлические затворы или в промышленную канализацию.

При наличии на предприятии закрытой системы промышленной канализации, предназначенной для улавливания разлитых ЛВЖ и ГЖ (нефтеловушки и др.), устройство специальных емкостей для сбора атмосферных осадков и разлитых ЛВЖ и ГЖ допускается не предусматривать. При этом колодцы «системы канализации» должны содержаться закрытыми, крышки колодцев должны быть засыпаны песком.

6.3.8. На установках электрообессоливания и электрообезвоживания нефти (ЭЛОУ) электродегидраторы следует размещать группами, общая вместимость группы не должна превышать 2400 м³.

Каждая группа электродегидраторов должна иметь защиту со всех сторон в виде обвалования или ограждающей стены. Объем, образуемый обвалованием или ограждающей стеной, должен быть рассчитан на вместимость количества продукта, который содержится в наибольшем по объему электродегидраторе, размещенном в группе.

Обвалование или ограждающие стены должны быть на 0,2 м выше уровня разлившейся жидкости, но не менее 1 м; ширина земляного обвалования по верху должна быть не менее 0,5 м.

Предел огнестойкости ограждающих стен следует принимать в соответствии с требованиями разд. 2.3 настоящих рекомендаций.

6.3.9. Расстояние между отдельными электродегидраторами в группе должно быть не менее диаметра наибольшего по объему соседнего электродегидратора.

Расстояние между группами электродегидраторов должно быть не менее величины двух диаметров электродегидраторов, но не менее 10 м.

Расстояние от группы электродегидраторов до зданий ЭЛОУ должно быть не менее 15 м, считая от стенки ближайшего электродегидратора.

Расстояние от стенок электродегидраторов до внутренней подошвы обвалования или основания ограждающей стены должно составлять не менее половины диаметра ближайшего электродегидратора, но быть при этом не менее 1 м.

Для аварийного освобождения технологической системы электродегидраторов при возникновении аварийной ситуации следует предусматривать аварийные емкости в соответствии с требованиями п. 4.16 настоящих рекомендаций.

6.3.10. Освобождение технологических аппаратов с СУГ, ЛВЖ и ГЖ при помощи насосов или любыми другими способами следует предусматривать складские емкости (резервуары) промежуточных и товарных (сырьевых) складов в технологические аппараты (смежных отделений, установок и цехов данного производства) или в специально предназначенные для этой цели аварийные или дренажные емкости. При этом должно быть обеспечено полное освобождение трубопроводов.

Примечание. При устройстве аварийных емкостей объем их должен приниматься из расчета на один наибольший по объему аппарат технологической установки (цеха).

6.3.11. Расстояние от производственных зданий до аварийных или дренажных емкостей принимается как для технологического оборудования, расположенного вне здания.

Расстояния от аппаратуры наружных установок (этажерок) до аварийных или дренажных емкостей не нормируются, но последние должны размещаться вне габаритных размеров установок (этажерок).

6.3.12. При организации теплообменных процессов с огневым обогревом необходимо предусматривать меры и средства, исключающие возможность образования взрывоопасных смесей в нагреваемых элементах, топочном пространстве и рабочей зоне печи.

Трубчатые печи для нагрева нефти, нефтепродуктов и горючих газов должны быть оборудованы устройствами, для продувки змеевиков паром или инертным газом.

6.3.13. При необходимости устройства печей с огневым нагревом в помещениях, смежных с помещениями категорий А и Б, должны выполняться следующие требования:

- печи должны находиться в изолированных помещениях, оборудованных самостоятельным выходом в сторону, противоположную от наружной установки;
- расстояние от дверей и открывающихся окон печного отделения до дверей и открывающихся окон взрывопожароопасных помещений должно быть не менее 10 м;
- к топкам печей и в помещения, где они установлены, должен быть подведен пар или инертный газ;

- в печном отделении допускается устанавливать аппаратуру, только конструктивно связанную с печами;
- в помещениях, где находятся печи, должна предусматриваться подача воздуха;
- узел редуцирования давления подачи топлива к форсункам печи должен располагаться вне помещений.

6.3.14. Колонны ректификации горючих жидкостей следует оснащать средствами контроля и автоматического регулирования уровня и температуры жидкости в кубовой части, температуры поступающих на разделение продукта и флегмы; средствами сигнализации об опасных значениях параметров, определяющих уровень пожаровзрывобезопасности технологического процесса и, при необходимости, перепада давления между нижней и верхней частями колонны.

6.3.15. В колоннах, работающих под разрежением и в которых обращаются вещества, способные образовывать с кислородом воздуха взрывоопасные смеси, следует предусматривать автоматический контроль за содержанием кислорода в парогазовой фазе.

6.3.16. В случае применения катализаторов, в том числе металлоорганических, которые при взаимодействии с кислородом воздуха и (или) водой могут самовозгораться и (или) взрываться, необходимо предусматривать меры, исключающие возможность подачи в технологическую систему сырья, материалов и инертного газа, содержащих кислород и (или) влагу в количествах, превышающих допустимые значения.

6.3.17. Теплоизоляция аппаратуры и резервуаров должна быть выполнена из негорючих материалов.

6.3.18. При необходимости размещения наружных установок категорий Ан, Бн, Вн по обесторонней стороне здания, с которым они связаны, или одной наружной установки между двумя связанными с ней зданиями одна из наружных установок или одно из зданий технологической установки должны находиться на расстоянии не менее 8 м от глухой стены и не менее 12 м от стены с оконными проемами независимо от площади, занимаемой зданиями и наружными установками. Вторая установка или здание должны размещаться с учетом требований, регламентированных п. 6.3.21.

6.3.19. Площадь технологической установки в составе наружных установок категорий Ан, Бн, Вн производственными зданиями с помещениями категорий А, Б, В1-В3 или площадью отдельно размещаемых наружных установок категорий Ан, Бн, Вн (или площадью отдельно размещаемых производственных зданий с помещениями категорий А, Б, В1-В3) на предприятиях не должна превышать следующих значений:

- 5200 м² - при максимальной высоте строительных конструкций (этажерки), оборудования или производственного здания до 30 м;
- 3000 м² - при максимальной высоте строительных конструкций (этажерки), оборудования или производственного здания 30 и более метров.

В случае, если размер занимаемых площадей превышает приведенные значения, следует разделять их на секции. Расстояния между секциями должны быть не менее 15 м.

Примечания:

1. Площадь наружной установки принимается по площади на нулевой отметке.
2. Высотой этажерки или площадки с оборудованием следует считать максимальную высоту этажерки или оборудования (здания (помещения) с оборудованием), занимающих не менее 30 % общей площади этажерки или площадки с оборудованием.

3. Предельные площади отдельно размещенных наружных установок или площадок с оборудованием относятся к установкам или площадкам с аппаратами, емкостями, оборудованием, содержащими сжиженные горючие газы, ЛВЖ и ГЖ. Для установок и оборудования, содержащих горючие газы (не в сжиженном состоянии), предельную площадь допускается увеличивать в 1,5 раза.

6.3.20. Ширина отдельно размещенной наружной установки (либо ее участков) или площадки с оборудованием, определенных в п. 6.3.19, должна быть не более 42 м при высоте этажерки или здания (оборудования) до 18 м и не более 36 м при высоте этажерки или здания (оборудования) более 18 м.

6.3.21. К одной из стен зданий категорий А и Б допускается примыкание наружной установки без противопожарного разрыва между ними при соблюдении следующих условий:

- суммарная площадь этажа здания (пожарного отсека) и наружной установки не должна превышать площадь, определенную в п. 6.3.19;
- стена здания должна быть противопожарной с пределом огнестойкости не ниже R 90, при этом допускается устройство дверных проемов для обслуживания наружной установки при соблюдении требований п. 6.1.10;
- ширина наружной установки должна быть не более 30 м.

В случае, если суммарная площадь здания (пожарного отсека) и наружной установки превышает площадь, определенную п. 6.3.19, расстояние от наружной установки должно быть не менее 8 м до глухой противопожарной стены здания и не менее 12 м до противопожарной стены с проемами.

6.3.22. Размещение технологических аппаратов с горючими газами, ЛВЖ, ГЖ, непосредственно связанных с помещениями категорий А и Б и располагаемых вне помещений, следует предусматривать, как правило, у противопожарной стены без проемов.

При размещении аппаратов у противопожарной стены с проемами расстояние до проемов должно составлять не менее 4 м.

Расстояние от указанных аппаратов до проемов стен помещений категорий В1-В4, Г, Д должно быть не менее 10 м. При расстоянии менее 10 м оконные проемы стен помещений категорий В1-В4, Г, Д следует заполнять стеклоблоками или армированным стеклом.

Расстояния от аппаратов, не содержащих горючих газов, ЛВЖ и ГЖ, до проемов наружных стен зданий не нормируются.

6.3.23. Расстояния от аппаратов огневого нагрева (печи для нагрева продуктов, пароперегревательные печи и др.), размещенных вне зданий, до других аппаратов, зданий и сооружений технологических установок и цехов, в состав которых входит аппарат огневого нагрева, а также до эстакад, за исключением технологических трубопроводов, связывающих аппараты огневого нагрева с другими технологическими аппаратами, должны приниматься не менее указанных в табл. 5.

Таблица 5

№ п/п	Наименование объектов, до которых определяется расстояние	Минимальное расстояние, м
1	Технологическое оборудование и эстакады с горючими продуктами, размещенные вне зданий: при давлении в технологической системе до 0,6 МПа (6 кгс/см ²) при давлении в технологической системе выше 0,6 МПа (6 кгс/см ²)	10 15
2	Производственные здания (помещения) категорий А, Б, В (А, Б, В1-В3), вспомогательные, подсобно-производственные здания и помещения: при наличии оконных и дверных проемов при наличии стены без проемов	15 8
3	Производственные здания (помещения) категорий Г, Д (В4, Г, Д); технологическое оборудование и эстакады с негорючими продуктами	5
4	Аппараты с огневым нагревом	5
	Помещения компрессорных горючих газов	20
6	Колодцы канализации промышленных сточных вод, технологически связанные со зданиями (помещениями) категорий А, Б, В (А, Б, В1-В3)	10

Примечания:

1. Расстояние от неогневой стороны пароперегревательных печей до реакторов и от печей пиролиза доохлаждающих скрубберов и котлов-утилизаторов (одно- и двухконтурных) в связи с невозможностью по условиям технологического процесса отнесения печей от реактора, скруббера и котла-утилизатора допускается сокращать до 5 м. Указанные отступления должны быть обоснованы в проекте.

2. Печи с открытым огневым нагревом должны быть обеспечены устройствами для организации в автоматическом режиме паровой завесы и подводом пара к топкам печей для изоляции в случае возникновения пожароопасных ситуаций на наружных установках или в зданиях, связанных с образованием газопаровоздушных смесей.

3. Расстояния от топок под давлением до регенераторов и реакторов в случае, если по условиям ведения технологического процесса не представляется возможным отнести их от топок под давлением, не нормируются.

4. Расстояние между обслуживаемыми сторонами отдельно размещенных камер печей принимается как для печей. Расстояния между необслуживаемыми глухими стенами камер печей не нормируются.

5. Расстояния от неогневой стороны печей до реакторов каталитических процессов, если условия технологического процесса не позволяют отнести печь от реактора, допускается сокращать до 3 м. Указанные отступления должны быть обоснованы в проекте.

6.3.24. Системы заземления технологического оборудования предприятия должны отвечать требованиям ПУЭ и Правилам защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности.

6.4. СЛИВ И НАЛИВНЫЕ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЕ ЭСТАКАДЫ ЛЕГКО ВОСПЛАМЕНЯЮЩИХСЯ И ГОРЮЧИХ ЖИДКОСТЕЙ, СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

6.4.1. Сливоналивные эстакады следует размещать на прямых горизонтальных участках железнодорожного пути. При обосновании допускается размещать эстакады на участках с уклоном до 1,5 %.

Не допускается размещать эстакады на железнодорожных путях, предназначенных для сквозного проезда локомотивов.

6.4.2. Вдоль каждой сливоналивной эстакады должен предусматриваться пожарный проезд, устраиваемый на расстоянии не менее 20 м от крайнего рельса эстакады.

Проезды должны быть оборудованы шлагбаумами, и иметь твердое покрытие шириной проезжей части не менее 3,5 м.

6.4.3. Железнодорожные пути, на которых размещаются сливоналивные эстакады, должны иметь съезд на параллельный обгонный путь, предназначенный для вывода вагонов-цистерн с эстакады в обе стороны.

6.4.4. При реконструкции или расширении эстакад и невозможности устройства обгонного пути допускается предусматривать тупиковый путь, длину которого следует увеличивать на 30 м, считая от крайнего вагона-цистерны расчетного маршрутного состава до упорного бруса. При этом на брус следует устанавливать устройство, предназначенное для расцепки состава в случае возникновения пожара.

6.4.5. Расстояние между осями железнодорожных путей сливоналивных эстакад, расположенных на параллельных путях, должно быть не менее 20 м.

6.4.6. Расстояние от оси железнодорожного пути предприятия (склада), по которому предусматривается движение локомотива, до оси ближайшего пути со сливоналивной эстакадой должно быть не менее 20 м, если температура вспышки сливаемых (наливаемых) легковоспламеняющихся и горючих жидкостей 393 К (120°C) и ниже, и не менее 10 м: если температура вспышки выше 393 К (120°C) и для мазутов.

6.4.7. Для слива и налива сжиженных углеводородных газов должны проектироваться самостоятельные сливоналивные железнодорожные эстакады.

Налив и слив сжиженных углеводородных газов совместно с легковоспламеняющимися и горючими жидкостями не допускается.

6.4.8. Сливоналивные эстакады сжиженных углеводородных газов и легковоспламеняющихся жидкостей, транспортируемых под давлением, должны быть оборудованы факельным коллектором, коллекторами инертного газа и водяного пара, а также самостоятельными коллекторами газоравнительных систем для каждого вида, сливаемого или наливаемого сжиженного углеводородного газа. При обосновании коллектор водяного пара допускается не предусматривать.

6.4.9. Для сливоналивных эстакад сжиженных углеводородных газов и легковоспламеняющихся жидкостей, транспортируемых под давлением, следует предусматривать эстакаду для осмотра и подготовки цистерн под налив, на которой должна производиться проверка исправности и герметичности сливоналивной, предохранительной и контрольной арматуры, а также наличия остаточного давления и неиспаряющихся остатков в цистерне.

Эстакада подготовки цистерн под налив должна быть оборудована коллекторами инертного газа и водяного пара, а также дренажным коллектором.

6.4.10. Выбор системы слива продукта (верхний или нижний) производится в зависимости от конструкции сливных приборов железнодорожных цистерн, подлежащих сливу на эстакаде, свойств и количества сливаемого продукта.

6.4.11. Слив легковоспламеняющихся и горючих жидкостей следует предусматривать с помощью закрытой системы, состоящей из сливных устройств и коллекторов.

Налив легковоспламеняющихся и горючих жидкостей должен быть закрытым, а сжиженных углеводородных газов и легковоспламеняющихся жидкостей под давлением - герметичным.

6.4.12. На сливноналивных эстакадах дляналива легковоспламеняющихся жидкостей допускается слив и налив этилированныхбензинов при условии обязательного выделения для этой цели самостоятельныхтрубопроводов, коллекторов и сливноналивных устройств.

6.4.13. При выборе режимов наполненияжелезнодорожных цистерн на наливных эстакадах необходимо обеспечиватьбезопасную скорость налива продуктов, зависящую от свойств наливаемогопродукта, диаметра трубопровода наливного устройства и свойств материалов егостенки. При этом должны выполнятьсяПравилазащиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимическойи нефтеперерабатывающей промышленности.

6.4.14. При сливе вязких легкозастывающихпри температуре выше 0°С или кристаллизирующихся горючих жидкостей из цистерн,не имеющих обогрева, должны предусматриваться дополнительные мероприятия поразогреву продуктов при сливе с обеспечением мер пожарной безопасности.

6.4.15. Коллекторы на сливноналивныхэстакадах легковоспламеняющихся, горючих жидкостей и сжиженных углеводородныхгазов должны иметь приспособления для освобождения от сливаемых (наливаемых)продуктов.

6.4.16. Наливные коллекторы сжиженныхуглеводородных газов должны быть обеспечены предохранительными клапанами длязакрытого сброса газа из коллекторов при температурном его расширении.

Для отключения наливных и сливныхколлекторов от цистерны на наливных и сливных устройствах должныустанавливаться отключающие задвижки.

Коллекторы и трубопроводы наливных исливных эстакад должны быть снабжены компенсирующими устройствами.

6.4.17. Коллекторы на наливных эстакадахследует располагать, как правило, на строительных конструкциях эстакады.Допускается прокладка коллекторов на собственных строительных конструкциях.

6.4.18. На трубопроводах, по которымпоступают на эстакаду для налива и отводятся с нее при сливелегковоспламеняющиеся, горючие жидкости и сжиженные углеводородные газы, должныбыть установлены задвижки с дистанционным управлением со щита операторной инепосредственно со сливноналивной эстакады. Расстояние между задвижкамипринимается от 20 до 50 м.

Указанную арматуру следует размещать в местах, удобных для управления и обслуживания.

6.4.19. На площадках для обслуживанияналивных устройств эстакад легковоспламеняющихся, горючих жидкостей и сжиженныхуглеводородных газов следует предусматривать устройства (кнопки) дистанционногоотключения насосных агрегатов, подающих продукты на эстакаду. Расстояние междуустройствами должно быть не более 50 м.

Устройства дистанционного включениянасосов систем пенного пожаротушения эстакад следует размещать на расстоянии не более 100 м друг от друга, но не менее двух на каждую эстакаду с расположениемв противоположных ее концах.

6.4.20. Промежуточные резервуарысливноналивных устройств (кроме сливных емкостей для горючих жидкостей стемпературой вспышки выше 120°С и мазутов) не допускается размещать поджелезнодорожными путями.

6.4.21. Несущие конструкции сливноналивныхэстакад должны быть выполнены из негорючих материалов. Предел огнестойкостидолжен быть не менее: для колонн эстакад - R 120, для балок и ригелей - R 60.

6.4.22. Рабочие настилы на сливноналивныхэстакадах следует выполнять из просечно-вытяжного листа или полосовой стали,поставленной на ребро, без огнезащиты.

Навесы над сливноналивными эстакадамидолжны выполняться из негорючих материалов.

6.4.23. Сливоналивные эстакады должныбыть оснащены лестницами, выполненными из негорючих материалов и размещаемыми вторцах, а также по длине эстакад на расстоянии не более 100 м друг от друга.Ширина лестницы должна быть не менее 0,7 м, угол наклона - не более 45°.

6.4.24. Территория, занятая сливноналивнойэстакадой, должна иметь твердое водонепроницаемое покрытие. Покрытие следуетпроектировать с уклоном не менее 2 % в сторону лотков, которые, в свою очередь,должны иметь уклон 0,5 % к сборным колодцам, располагаемым на расстоянии не более 30 м друг от друга.

Твердое покрытие должно ограждатьсябортиком высотой не менее 0,2 м.

6.4.25. Отводные лотки, как правило,должны располагаться с внешней стороны железнодорожных путей. При этом лоткинеобходимо перекрывать съемными металлическими решетками. Лотки следуетпроектировать из монолитного железобетона, для застывающих продуктов лоткидополнительно должны обогреваться.

6.4.26. Габариты сливноналивнойжелезнодорожной эстакады определяются длиной и шириной территории последней.

Для открытых сливноналивныхжелезнодорожных эстакад длина территории определяется строительнымиконструкциями, ширина - твердым покрытием, огражденным бортиком, которое должнобыть не менее габарита приближения строений по ГОСТ9238-83.

При расположении сливноналивныхжелезнодорожных эстакад под навесом или в здании ширина и длина территорииопределяется строительными конструкциями навеса или здания.

6.4.27. Для перехода с обслуживающейплощадки сливноналивной эстакады на цистерну следует предусматривать переходныемостики, рабочие настилы которых выполняются из просечно-вытяжного стальноголиста.

Способы перемещения и конструкциипереходных мостиков должны исключать необходимость пребывания персонала наверхней образующей котла цистерны.

6.4.28. При параллельном размещении двухи более сливноналивных эстакад и наличии между ними ходовых железнодорожныхпутей следует предусматривать пешеходные мосты, длина которых должнаобеспечивать переход с двух крайних или рядом параллельно расположенныхэстакад.

Опоры мостов должны устанавливаться сучетом габаритов приближения строений и не препятствовать проезду пожарнойтехники.

Несущие конструкции мостов следуетвыполнять из негорючих материалов.

6.4.29. Защитное заземление сливноналивныхэстакад должно быть выполнено в соответствии с требованиями ПУЭ.

6.4.30. Сливоналивные эстакадылегковоспламеняющихся жидкостей и сжиженных углеводородных газов должны бытьзащищены вдоль всего сливноналивного фронта от прямых ударов молнии и отэлектрической индукции в соответствии с требованиями РД34.21.122-87.

6.4.31. Допускается предусматривать объединение заземлителей защиты от прямых ударов молнии, защитного заземления электрооборудования и заземлителя защиты от электрической индукции.

6.4.32. Защита от статического электричества должна выполняться в соответствии с Правилами защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности.

6.4.33. Рельсы железнодорожных путей в пределах сливноналивного фронта эстакады должны быть электрически соединены между собой и присоединены к заземляющим устройствам в двух местах по торцам эстакады. При этом заземляющие устройства не должны быть связаны с заземлением электрооттяговой сети.

6.4.34. Исполнение электрооборудования и аппаратов, применяемых для освещения сливноналивных эстакад, должно соответствовать местам их установки.

При установке электрооборудования во взрывоопасных зонах его исполнение по уровню взрывозащиты должно соответствовать категориям и группам взрывоопасных смесей по ПУЭ.

Закрытые сливноналивные эстакады и сливноналивные эстакады под навесами должны освещаться светильниками, расположенными на строительных конструкциях навесов, зданий и в других местах, где механическое повреждение электропроводки и светильников исключено.

6.4.35. Управление освещением сливноналивных эстакад должно быть централизованным и выполняться дистанционно со щита оператора.

7. КАНАЛИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ СТОЧНЫХ ВОД

7.1. Канализацию предприятий следует предусматривать, как правило, по полной раздельной схеме. Предприятия должны иметь производственную, бытовую и производственно-дождевую системы канализации.

Размещение сетей на генеральных планах, а также определение минимальных расстояний в плане и при пересечениях от наружной поверхности труб до сооружений и инженерных коммуникаций должны приниматься в соответствии с требованиями СНиП II-89-80* и с учетом требований СНиП 2.04.03-85*.

7.2. Канализационная сеть производственных сточных вод должна быть закрытой и выполняться из негорючих материалов.

7.3. Канализация бытовых сточных вод не должна сообщаться с другими системами канализации.

Допускается перекачка бытовых сточных вод насосными станциями в сеть химически загрязненных сточных вод, при этом следует предусматривать устройство, предотвращающее распространение горючих газов в насосную станцию перекачки бытовых сточных вод.

7.4. Устройство канализационных сетей должно исключать возможность распространения по ним аварийных утечек горючих веществ с одного участка предприятия на другой.

Не допускается прокладка сетей канализации стоков, постоянно загрязненных нефтепродуктами, и стоков, загрязненных нефтепродуктами в аварийных ситуациях, через резервуарные парки хранения сжиженных углеводородных газов, легко воспламеняющихся и горючих жидкостей.

7.5. Температура производственных сточных вод при сбросе в канализацию не должна превышать 40°C. Допускается сброс небольшого количества воды с более высокой температурой в коллекторы, имеющие постоянный расход воды с таким расчетом, чтобы температура общего стока не превышала 45°C.

7.6. Пропускная способность сети сооружений производственно-дождевой канализации должна быть рассчитана на прием сточных вод от производственных зданий и сооружений и исходя из наибольшего из следующих расчетных сбросов:

- дождевых вод с открытых площадок технологических и наружных установок;
- дождевых вод с обвалованной территории резервуарного парка при регулируемом сбросе;
- от водяного охлаждения резервуаров в время пожара.

7.7. Пропускная способность сети производственных сточных вод должна быть дополнительно рассчитана на прием 50 % пожарного расхода воды, если последний больше дождевого расхода, поступающего в канализацию.

7.8. На всех выпусках в канализацию сети производственных сточных вод, а также самотечной сети горячей воды из барометрических конденсаторов должны устанавливаться колодцы (камеры) с гидравлическими затворами.

На нефтеперерабатывающих предприятиях дополнительно следует предусматривать гидрозатворы на сети производственных сточных вод через каждые 300 м.

Высота столба жидкости, образующей гидравлический затвор, должна быть не менее 0,25 м.

7.9. Колодцы (камеры) с гидравлическими затворами должны размещаться вне зданий, площадок под аппаратуру и обвалований (ограждающих стен) резервуаров.

Запрещается размещать колодцы на сетях канализации под эстакадами технологических трубопроводов, содержащих взрывоопасные продукты.

7.10. На самотечных сетях горячей воды оборотного водоснабжения всех систем нефтеперерабатывающих предприятий, кроме самотечной сети для воды из барометрических конденсаторов, колодцы с гидравлическим затвором следует устанавливать:

- в пределах площадок технологических и наружных установок - на всех выпусках из зданий и аппаратов;
- вне площадок установок - на выходе горячей воды с установки и перед нефтеотделителем.

На других участках самотечной сети горячей воды оборотного водоснабжения установка колодцев с гидравлическим затвором не обязательна.

7.11. Для выпуска дождевых вод обвалованных (огражденных стенами) площадок резервуаров с СУГ, ЛВЖ, ГЖ из электродегидраторов за пределами обвалования (ограждающей стены) в сухих колодцах должны быть установлены задвижки в нормально закрытом состоянии.

Выпуск дождевых вод из обвалованных (огражденных стенами) площадок указанных резервуаров должен предусматриваться при нормальных условиях в систему дождевой канализации, а при наличии утечек из резервуаров - в технологические аварийные емкости, входящие в состав склада (парка).

7.12. Территория внутри обвалования группы резервуаров с СУГ должна быть спланирована с уклоном не менее 0,5 % от резервуаров к обвалованию и с уклоном не менее 1,0 % в сторону ливневых колодцев. Трубы или короба выпуска ливневых и талых вод должны быть герметичны в местах прохода через обвалование или ограждающую стенку.

Собранные стоки должны направляться на очистные сооружения для утилизации продуктов и очистки воды.

7.13. Крышки смотровых колодцев производственной канализации должны быть оборудованы стальными, железобетонными или кирпичными кольцами высотой не менее 0,1 м и засыпаны песком.

7.14. Насосные станции производственных сточных вод должны иметь приемные резервуары, предназначенные для каждой системы канализации и размещаемые вне здания насосной.

Не допускается установка внутри зданий отстойников и уловителей для ЛВЖ и ГЖ.

Резервуары производственных сточных вод, содержащих легковоспламеняющиеся, горючие и взрывоопасные продукты, должны размещаться на расстоянии не менее: 10 м от зданий насосных станций, 20 м от других производственных зданий, 100 м от зданий предзаводской зоны.

7.15. Насосные станции производственных сточных вод допускается располагать в блоке с производственными зданиями или в производственных помещениях.

Насосные станции для перекачки бытовых и поверхностных сточных вод следует размещать в отдельно стоящих зданиях.

7.16. Насосные станции химическизагрязненных сточных вод должны размещаться в отдельно стоящих зданиях,приемный резервуар - вне здания насосной станции. К зданию насосной станциизапрещается пристраивать бытовые и вспомогательные помещения.

Заглубленные насосные станции должны бытьоснащены автоматическими сигнализаторами довзрывоопасных концентраций горючихпаров и газов с выводом сигнала на пульт управления (в операторную).

7.17. Все производственные сточные воды,отводимые канализацией и содержащие нефть и нефтепродукты, должны направлятьсядля очистки в нефтеловушки или на другие очистные сооружения.

Сточные воды, не соответствующие посоставу требованиям к стокам, подаваемым в сеть промышленной канализации,следует подвергать обработке на локальных очистных сооружениях.

Сооружения локальной очистки на входе ивыходе потоков сбросов должны оснащаться средствами контроля содержаниявзрывоопасных продуктов и сигнализации о превышении допустимых значений.

Допускается установка насосов дляперекачки бытовых сточных вод в производственных помещениях очистныхсооружений.

7.18. Следует предусматривать меры, недопускающие попадания горючих газов в производственную канализацию при выпусkestочных вод от технологических объектов предприятия. Выпуски в канализациюсточных вод указанных производств следует оборудовать вытяжными стоякамиидиаметром, равным диаметру выпуска, но не менее 200 мм.

На участках сети, к которым выпуски неприсоединяются, вытяжные стояки следует предусматривать не менее чем через 250м. Вытяжными стояками должны оборудоваться стояки производственной и бытовойканализации производственных зданий с двумя и более этажами.

7.19. Мероприятия по очистке стоков иудалению пожаровзрывоопасных продуктов должны предотвращать образование всистеме канализации взрывоопасной концентрации паров и газов.

7.20. На участках канализационной сети дои после нефтеловушек на расстоянии не менее 10 м должны устраиваться колодцы сгидравлическими затворами.

Если для отвода ловушечных нефтепродуктовпредусмотрен коллектор от нескольких нефтеловушек, то каждое присоединение кколлектору должно быть оборудовано колодцем с гидравлическим затвором.

7.21. Гидравлические затворы должны бытьзашащены от замерзания.

7.22. Расстояние между нефтеловушками приплощади каждой до 400 м² не нормируется, при большей площадирасстояние должно быть не менее 10 м.

Расстояние между нефтеловушкой и емкостьюдля ловушечных нефтепродуктов, а также между нефтеловушкой и насосной,обслуживающей нефтеловушку, должно быть не менее 20 м.

Указанные расстояния допускаетсяуменьшать для закрытых нефтеловушек емкостью до 100 м³ - на 50 %,емкостью до 50 м³ - на 75 %.

7.23. Нефтеловушки должны быть выполненыиз негорючих материалов.

Общая поверхность зеркала нефтеловушек должна быть не более 2000 м² при длине одной стороны нефтеловушки не более 42 м.

Высота стенок нефтеловушки, считая от уровня жидкости в ней до верха стенки, должна быть не менее 0,5 м. Вокруг нефтеловушки должно быть устроено выполненное из негорючих материалов ограждение высотой не менее 1 м.

7.24. При центральных нефтеловушках предприятий на расстоянии от них не менее 30 м следует предусматривать аварийные емкости (открытые земляные амбары), общий и суммарный объем которых должен быть не менее объема наибольшего на предприятии наземного резервуара для легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, но не более 20 тыс. м³.

Площадь зеркала каждой аварийной емкости (амбара) не должна превышать 4200 м² при длине одной из ее сторон не более 42 м.

Расстояния между аварийными емкостями и другими сооружениями должны отвечать требованиям, предъявляемым к нефтеловушкам.

7.25. Не допускается сброс взрывопожароопасных и пожароопасных продуктов в канализацию.

8. СИСТЕМА ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ

Здания, сооружения, помещения, наружные установки, оборудование предприятий должны быть защищены автоматическими установками пожаротушения (АУПТ) и пожарной сигнализации (АУПС), водяного орошения, другими установками (системами) пожаротушения и противопожарной защиты в соответствии с требованиями НПБ 110-03, СНиП 2.11.03-93, других нормативных документов с учетом приведенных ниже положений.

При проектировании установок (систем) пожаротушения и пожарной сигнализации следует обеспечивать выполнение требований НПБ 88-2001* и ГОСТ Р 12.3.047-98.

Тип установок пожаротушения и противопожарной защиты, способы тушения и защиты, вид огнетушащих средств, тип оборудования установок пожарной автоматики должны определяться проектирующей организацией с учетом пожарной опасности и физико-химических свойств обращающихся в производствах веществ и материалов, в зависимости от технологических, конструктивных и объемно-планировочных особенностей защищаемых помещений, зданий, сооружений и наружных установок, а также с учетом требований действующих нормативных документов.

8.1. СИСТЕМЫ ПОЖАРОТУШЕНИЯ И ВОДЯНОГО ОРОШЕНИЯ

8.1.1. УСТАНОВКИ ПОЖАРОТУШЕНИЯ

8.1.1.1. Наземные резервуары с нефтью и нефтепродуктами объемом 5000 м³ и более подлежат защите АУПТ (тушение воздушно-механической пеной средней и низкой кратности).

Для наземных вертикальных резервуаров с стационарной крышей (кроме резервуаров, предназначенных для хранения масел и мазутов) следует предусматривать, как правило, подслонный способ пожаротушения пеной низкой кратности.

8.1.1.2. Для наземных резервуаров с нефтью и нефтепродуктами объемом менее 5000 м³ допускается предусматривать тушение пожара передвижной пожарной техникой. При этом на резервуарах объемом от 1000 до 3000 м³ (включительно) следует устанавливать пеногенераторы с сухими трубопроводами (с соединительными головками и заглушками), выведенными за обвалование, или устанавливать генераторы для подслонного пожаротушения пеной низкой кратности от передвижной пожарной техники (кроме резервуаров для хранения масел и мазутов).

8.1.1.3. Наружные установки высотой 10 м и более должны быть оборудованы сухими трубопроводами диаметром не менее 80 мм.

На каждой этажерке наружной установки длиной более 80 м следует предусматривать не менее двух сухих трубопроводов, расположенных у маршевых лестниц.

На каждом этаже на сухих трубопроводах должна быть размещена запорная и соединительная арматура, рассчитанная на работу рукавов Ду 80.

На сухих трубопроводах следует предусматривать установку спускных кранов для опорожнения их от воды.

8.1.1.4. Для зданий высотой более 15 м вдоль пожарных лестниц на кровлю следует предусматривать устройство сухих трубопроводов с соединительными головками на обоих их концах диаметром не менее 80 мм.

На вертикальных пожарных лестницах одну из тетив допускается выполнять в виде сухого трубопровода.

8.1.1.5. Для открытых и расположенных поднавесами сливноналивных железнодорожных эстакад легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, сливноналивных устройств для железнодорожных и автомобильных цистерн следует предусматривать стационарные системы пенного пожаротушения, которые допускаются выполнять неавтоматическими.

Для сливноналивных эстакад нефти и нефтепродуктов, устройств для железнодорожных и автомобильных цистерн на складах общей вместимостью до 20 тыс. м³ (при максимальном объеме одного резервуара до 5000 м³) допускается предусматривать тушение передвижной пожарной техникой.

8.1.1.6. При размещении сливноналивных эстакад легковоспламеняющихся и горючих жидкостей в зданиях должна предусматриваться стационарная установка пенного пожаротушения с дистанционным пуском и внутренний противопожарный водопровод, обеспечивающий подачу в любую точку помещения двух струй воды с расходом каждой по 5 л · с⁻¹.

8.1.1.7. В качестве огнетушащего средства для сливноналивных эстакад легковоспламеняющихся и горючих жидкостей целесообразно использовать пену низкой или средней кратности. Вода для приготовления растворов пенообразователя не должна содержать примесей нефти и нефтепродуктов.

Инерционность срабатывания автоматических установок пенного пожаротушения не должна превышать трех минут.

8.1.1.8. В помещениях насосных категорий А, Б, В1-В3, оборудованных стационарной автоматической системой пожаротушения с двукратным запасом пенообразователя, устройство внутреннего противопожарного водопровода допускается не предусматривать.

При этом питательные трубопроводы системы пожаротушения следует оснащать внутренними пожарными кранами и ручными пенными мистволами.

8.1.1.9. При срабатывании установки пожаротушения должно быть предусмотрено отключение технологического оборудования в защищаемом помещении (здании, сооружении) в соответствии с требованиями технологического регламента.

8.1.1.10. Расходы огнетушащих средств следует определять, исходя из интенсивности их подачи на 1 м² расчетной площади тушения нефти и нефтепродуктов.

Расчетную площадь тушения следует принимать равной:

- для наземных вертикальных резервуаров со стационарной крышей, резервуаров с понтоном - площади горизонтального сечения резервуара, резервуаров с плавающей крышей - площади кольцевого пространства между стенкой резервуара и барьером для ограждения пены (на плавающей крыше) при тушении автоматической системой и площади горизонтального сечения при тушении передвижной пожарной техникой;
- для горизонтальных резервуаров - площади резервуара в плане;
- для наземных резервуаров объемом до 400 м³, размещенных на одной площадке группой общей вместимостью до 4000 м³, - площади в пределах обвалования этой группы, но не более 300 м²;
- для сливноналивных железнодорожных эстакад - площади эстакады по внешнему контуру сооружения, включая железнодорожный путь (пути), но не более 1000 м²;
- для сливноналивных устройств для автомобильных цистерн - площади территории, занимаемой заправочными островками, но не более 800 м²;

- на внутреннее пожаротушение продуктовыхнасосных и канализационных насосных станций, разливающих, расфасовочных идругих производственных зданий - площади пола наибольшего помещения, в которомимеются нефть и нефтепродукты;
- на внутреннее пожаротушение складскихзданий для хранения нефтепродуктов в таре - площади пола наибольшего складскогопомещения.

8.1.1.11. Запас пенообразующих средств напредприятии следует принимать по необходимой интенсивности подачи растворапенообразователя для тушения двух расчетных пожаров. При этом на предприятиидолжен быть предусмотрен 100 %-й резерв, который может использоваться дляпередвижной пожарной техники.

Для хранения запаса пенообразующих средствследует предусматривать специальные помещения (здания) - склады, размещаемые врайоне размещения резервуарных парков для легковоспламеняющихся и горючихжидкостей и технологических установок с устройством к складам подъезда отавтомобильных дорог. Указанные помещения Должны быть сухими, отапливаемыми, стемпературой воздуха в холодный период года не ниже +5°C, иметь вентиляцию спомощью дефлекторов, электроосвещение и присоединение к канализации.

Допускается хранение пенообразующихсредств в обогреваемых емкостях, располагаемых вне помещений (зданий).

8.1.1.12. При наличии в технологическом ивспомогательном оборудовании на предприятии избытка водяного пара допускаетсяприменение установок пожаротушения, где в качестве огнетушащего средстваиспользуется водяной пар (сухой, насыщенный пар, перегретая вода).

Использование пара в качествеогнетушащего вещества в установках пожаротушения допускается при условииразработки дополнительных норм, предназначенных для конкретных объектовпредприятия и соответствующих требованиям НПБ88-2001* (п. 7.6).

8.1.1.13. Для защиты аппаратов огневогонагрева (технологические трубчатые печи, огневые реакторы и др.) следуетпредусматривать как внутреннее стационарное паротушение, так и изоляцию ихпаровыми завесами от возможного поступления горючей парогазовой среды в случаеаварии на размещенных вблизи взрывопожароопасных наружных установках (зданиях,сооружениях). Расчет противопожарных паровых завес печей всех конструкцийследует выполнять с учетом требований ГОСТР 12.3.047-98.

Допускается не применять паровые завесыпри условии, что печь не может служить источником инициирования пожара иливзрыва.

8.1.1.14. Для закрытых помещений(сооружений) и для закрытых объемов типа камер и отсеков следуетпредусматривать установки газового пожаротушения (объемное пожаротушение,локальное пожаротушение по объему) и установки порошкового пожаротушениямодульного типа (объемное, поверхностное, локальное пожаротушение).

Проектирование указанных установокследует выполнять в соответствии с требованиями НПБ88-2001*.

8.1.2. СИСТЕМЫВОДЯНОГО ОРОШЕНИЯ

8.1.2.1. На предприятиях следуетпредусматривать применение установок водяного орошения - пожарных лафетныхстволов и стационарных установок водяного орошения (тепловой защиты).

При этом рекомендуется использоватькомбинированные пеноводные лафетные стволы с осциллирующими эжектирующимиустройствами. Особенности установки указанных стволлов должны быть учтены впроекте.

8.1.2.2. Лафетные стволы следует устанавливать для защиты следующих объектов:

- наружных установок, аппаратуры и оборудования, содержащих горючие газы, легко воспламеняющиеся и горючие жидкости, сжиженные углеводородные газы;
- резервуаров со сжиженными углеводородными газами, легко воспламеняющимися и горючими жидкостями, размещаемых на сырьевых, товарных и промежуточных складах (парках);
- открытых и расположенных под навесами железнодорожных сливноналивных эстакад легко воспламеняющихся и горючих жидкостей, а также эстакад сжиженных углеводородных газов (конструкции эстакады железнодорожных цистерн).

Не подлежат защите лафетными стволами печи и аппараты, работающие при температуре более 450°C (котлы-утилизаторы, печи, топки под давлением, реакторы и т.п.).

При установке лафетных стволов около указанного оборудования должны предусматриваться ограничители поворота стволов в сторону аппаратов, нагретых до температуры более 450°C.

8.1.2.3. Источником водоснабжения лафетных стволов и стационарных установок водяного орошения должен быть противопожарный кольцевой водопровод высокого давления.

Лафетные стволы должны быть оборудованы устройствами для подключения передвижных пожарных насосов.

8.1.2.4. Лафетные стволы должны быть оснащены насадками диаметром не менее 28 мм.

Напор у насадок должен составлять не менее 0,4 МПа.

8.1.2.5. Число и размещение лафетных стволов для защиты аппаратуры и оборудования, расположенного на наружной установке (кроме резервуаров), определяются из условия орошения защищаемого оборудования одной компактной струей.

Лафетные стволы следует устанавливать на расстоянии не менее 15 м от защищаемого оборудования. Предварительно настроенные лафетные стволы, располагаемые внутри технологических линий, допускается размещать на расстоянии не менее 10 м от защищаемого оборудования.

8.1.2.6. Число и расположение лафетных стволов для защиты резервуаров на товарно-сырьевых и промежуточных складах СУГ, ЛВЖ, ГЖ следует принимать из условия орошения каждой точки резервуара двумя струями, а при наличии стационарной системы орошения - одной струей.

Лафетные стволы следует располагать вне обвалования (ограждающих стен) резервуарного парка на расстоянии не менее 10 м от оси обвалования (ограждающих стен).

8.1.2.7. Лафетные стволы для защиты открытых сливноналивных эстакад должны быть размещены по обе стороны эстакады таким расчетом, чтобы обеспечивалось орошение каждой точки конструкции эстакады и железнодорожных цистерн по всей длине эстакады двумя компактными струями.

Лафетные стволы для защиты эстакад должны быть установлены на вышках высотой не менее 2 м на расстоянии от эстакады и цистерн не менее 15 м. В обоснованных случаях указанное расстояние допускается уменьшать до 10 м.

8.1.2.8. Резервуары с ЛВЖ и ГЖ объемом 5000 м³ и более независимо от высоты стен резервуаров должны быть оснащены стационарными установками водяного орошения, при

этом следует предусмотреть возможность подсоединения установок к передвижной пожарной технике.

Подачу воды на охлаждение наземных резервуаров объемом менее 5000 м³ допускается предусматривать от передвижной пожарной техники.

Резервуары со сжиженными углеводородными газами и ЛВЖ, хранящимися под давлением, должны иметь автоматические стационарные системы водяного орошения.

8.1.2.9. Для защиты колонных аппаратов на высоту до 30 м следует использовать лафетные стволы и передвижную пожарную технику. При высоте колонных аппаратов более 30 м защита их должна производиться комбинированно: до отметки 30 м - лафетными стволами и передвижной пожарной техникой, выше 30 м - стационарными установками водяного орошения.

8.1.2.10. Запас воды для противопожарной защиты технологических и наружных установок, товарно-сырьевых и промежуточных складов (парков), сливноналивных эстакад должен обеспечивать орошение защищаемых сооружений и оборудования стационарными установками и передвижной пожарной техникой в течение расчетного времени, необходимого для подготовки к тушению и непосредственно для тушения пожара.

Хранение запаса воды следует предусматривать не менее чем в двух резервуарах, размещенных у насосной станции противопожарного водоснабжения.

8.1.2.11. Расход воды на стационарные установки водяного орошения должен приниматься:

- для наружных установок - по аппаратам колонного типа, исходя из суммы расходов воды на охлаждение условно горящей колонны и смежных с ней колонн, расположенных на расстоянии не менее двух диаметров наибольшей горячей или смежной с ней;

- для товарно-сырьевых и промежуточных складов (парков):

по наземным вертикальным резервуарам с нефтью и нефтепродуктами - исходя из суммы расходов воды на охлаждение условно горящего резервуара и охлаждения соседних с ним в группе;

по сферическим резервуарам с СУГ и ЛВЖ, хранящимися под давлением, - исходя из суммы расходов на одновременное орошение условно горящего резервуара и смежных с ним резервуаров, расположенных на расстоянии диаметра (и менее) наибольшего горящего или смежного с ним резервуара; по горизонтальным - согласно табл. 6.

8.1.2.12. Интенсивность подачи воды на охлаждение поверхности оборудования для стационарных установок орошения должна приниматься в соответствии с табл. 7 и 8.

Таблица 6

Расположение резервуаров	Объем единичного резервуара, м ³					
	25	50	110	160	175	200
	Число одновременно орошаемых горизонтальных резервуаров					
В один ряд	5	5	5	5	3	3
В два ряда	6	6	6	6	6	6

Таблица7

Интенсивность орошения поверхности защищаемого оборудования

Аппараты	Интенсивность подачи воды, л/(м ² · с)
Сферические и цилиндрические резервуары со сжиженными горючими газами и легковоспламеняющимися жидкостями, хранящимися под давлением:	
поверхности резервуаров без арматуры	0,1
опоры, поверхности резервуаров в местах расположения арматуры	0,5
Аппараты колонного типа с СУГ и ЛВЖ, находящимися под давлением	0,1

Таблица8

Нормативные интенсивности подачи воды на охлаждение резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов

Способ охлаждения	Интенсивность подачи воды (л/с) на один метр длины окружности резервуара типа РВС		
	горящего	негорящего	при пожаре в обваловании
Стволами от передвижной пожарной техники			
Кольцами орошения при высоте резервуара:			
более 12 м	0,8	0,3	1,2
12 м и менее	0,75	0,3	1,1
	0,5	0,2	1,0

8.1.2.13. Для автоматического пуска установки водяного орошения рекомендуется применять заполненную воздухом или инертным газом побудительную сеть со спринклерными оросителями по ГОСТ Р 51043.

Давление в побудительной сети следует поддерживать не менее 0,25 МПа.

8.1.2.14. Тип, количество и особенности установки оросителей, а также их режим работы (давление перед оросителями, дисперсность распыла) должны быть определены при проектировании систем орошения из условия равномерного орошения всех защищаемых поверхностей и надежной тепловой защиты конструкций резервуаров и оборудования.

8.1.2.15. Спринклерные оросители следует размещать вблизи мест с повышенной опасностью и возможного воздействия пламени во время пожара (в местах установки запорной и предохранительной аппаратуры, отбора проб, аппаратуры КИП).

Расстояние от оросителей до защищаемой поверхности или аппаратуры должно составлять 0,5÷1 м. Расстояние между извещателями должно приниматься от 2 до 6 м.

8.1.2.16. Стационарные установки водяного орошения, применяемые для тепловой защиты резервуаров товарно-сырьевых и промежуточных складов хранения СУГ и ЛВЖ, находящихся под давлением, должны иметь автоматическое включение, как правило, от спринклерных систем.

При этом стационарные установки водяного орошения обязательно должны приводиться в действие от кнопок дистанционного пуска. Кнопки дистанционного пуска установок должны быть размещены как на месте возможного пожара, так и в помещении с постоянным присутствием персонала (операторной).

8.1.2.17. Стационарные установки водяного орошения, применяемые для тепловой защиты аппаратов колонного типа на наружных установках, должны приводиться в действие от кнопок дистанционного пуска.

Кнопки дистанционного пуска установок должны быть расположены как на месте возможного пожара (на расстоянии не менее 15 м от защищаемого оборудования), так и в помещении с постоянным присутствием персонала (операторной).

8.1.2.18. При автоматическом или дистанционном способе приведения в действие установок пожаротушения и/или водяного орошения следует предусматривать блокирование с запорными устройствами, через которые подаются углеводороды на технологические установки, в цеха, на склады.

8.1.2.19. Для технологических линий, предназначенных для сброса избыточного давления из технологического оборудования (включая резервуары сжиженных газов) и его безопасного опорожнения, необходимо предусматривать защиту от воздействия пожара (теплоизоляция, водяное орошение и т.п.) на время, необходимое для их эффективного функционирования.

8.1.2.20. Технические характеристики противопожарного водоснабжения и канализации необходимо определять, исходя из принятой схемы защиты производств с учетом расчетной продолжительности охлаждения защищаемого оборудования.

8.1.3. ПРОТИВОПОЖАРНОЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ

8.1.3.1. На предприятиях следует проектировать самостоятельную систему противопожарного водопровода.

Давление в сети должно обеспечивать возможность работы противопожарных устройств (лафетных стволов, оросителей и т.п.), но быть не менее 0,6 МПа.

8.1.3.2. Расход воды на пожаротушение и противопожарную защиту из сети противопожарного водопровода должен приниматься из расчета двух одновременных пожаров на предприятии:

- одного пожара в производственной зоне;
- второго пожара - в зоне сырьевых или товарных складов (парков) горючих газов, легко воспламеняющихся и горючих жидкостей.

8.1.3.3. Расход воды на пожаротушение и противопожарную защиту из сети противопожарного водопровода определяется расчетом, но должен приниматься не менее:

- для производственной зоны - 170 л/с;
- для товарно-сырьевых складов (парков) - 200 л/с.

При расчете производительности противопожарного водопровода следует учитывать, что, кроме расхода воды на стационарные установки, он должен обеспечивать подачу воды с расходом не менее 50 л/с для передвижной пожарной техники или одновременной работы двух лафетных стволов.

В случаях, когда расход воды на одновременную работу двух лафетных стволов превышает 50 л/с, необходимо учитывать расход воды только для работы лафетных стволов.

8.1.3.4. Систему противопожарного водопровода в зданиях, имеющих системы хозяйственно-питьевого или производственного водопровода, допускается объединять с одной из них, обеспечивая нормативные значения расхода воды и числа струй на внутреннее пожаротушение.

8.1.3.5. Для стационарных систем автоматического и неавтоматического пенного пожаротушения следует проектировать кольцевую сеть растворопроводов (постоянно наполненную раствором или сухотрубы).

Допускается вместо единой кольцевой сети растворопроводов использовать пункты приготовления раствора пенообразователя.

8.1.3.6. Для наземных резервуаров снефтью и нефтепродуктами объемом 10 тыс. м³ и более, а также зданий и сооружений предприятия (при необходимости), расположенных далее 200 м от кольцевой сети растворопроводов, следует предусматривать по два тупиковых ответвления (ввода) от разных участков кольцевой сети растворопроводов в целях подачи каждому из них полного расчетного расхода на тушение пожара.

Длину тупикового участка растворопровода принимать не более 250 м.

8.1.3.7. Прокладку растворопроводов следует предусматривать, как правило, в одной траншее с противопожарным водопроводом с устройством общих колодцев для узлов управления и для пожарных гидрантов.

Сети противопожарного водоснабжения следует прокладывать за пределами внешнего обвалования (ограждающих стен) резервуарного парка и на расстоянии не менее 10 м от железнодорожных путей сливноналивной эстакады.

8.1.3.8. Величина свободного напора при пожаре должна определяться расчетом в зависимости от вида, назначения, технических характеристик применяемых установок системы противопожарной защиты (без использования передвижных пожарных насосов).

8.1.3.9. Расчетное время тушения пожара для систем автоматического пенного пожаротушения - 10 мин, для передвижной пожарной техники - 15 мин.

8.1.3.10. Расчетную продолжительность охлаждения резервуаров с нефтью и нефтепродуктами (горящего и соседних с ним) следует принимать следующей:

- наземных резервуаров при тушении пожара автоматической системой - 4 ч, при тушении передвижной пожарной техникой - 6 ч;
- подземных резервуаров - 3 ч.

Расчетное время охлаждения сливноналивных железнодорожных эстакад и оборудования технологических установок следует определять расчетом, исходя из времени существования и ликвидации проектного пожара, но не менее 3 ч.

8.1.3.11. Время восстановления неприкосновенного запаса воды в противопожарных резервуарах (после пожара) следует определять в соответствии с требованиями СНиП 2.04.02-84*.

При наличии резервного водоема, обеспечивающего хранение расчетного количества воды, срок восстановления неприкосновенного запаса воды после пожара не регламентируется.

8.1.3.12. Насосная станция противопожарного водоснабжения должна удовлетворять требованиям НПБ 88-2001*.

Насосная станция противопожарного водоснабжения резервуарных парков СУГ, ЛВЖ и ГЖ должна размещаться на расстоянии не менее 50 м от продуктовых насосных станций и не менее 100 м от резервуаров.

8.1.3.13. В дополнение к противопожарному водопроводу на нефтеперерабатывающих предприятиях следует предусматривать сооружение пожарных водоемов емкостью не менее 250 м³, расположенных один от другого на расстоянии не более 500 м в зонах размещения резервуарных парков.

В зонах размещения технологических установок сооружение колодцев емкостью 3÷5 м³ с подачей воды в них из сети производственного водопровода по трубопроводу диаметром

не менее 200 мм и возможностью отбора воды из них двумя пожарными автоцистернами или гидрантов, установленных на сети производственного (оборотного) водоснабжения.

Расстояние от мест забора воды из пожарных водоемов должно быть не менее:

- до зданий (наружных установок) категорий А, Б, В (Ан, Бн, Вн) - 20 м;
- до резервуаров со сжиженными углеводородными газами и легковоспламеняющимися жидкостями - 60 м;
- до резервуаров с горючими жидкостями - 40 м.

8.1.3.14. Приемные колодцы водоемов и водоемы-колодцы должны располагаться на расстоянии не более 2 м от обочины автомобильных дорог или иметь подъезды с площадкой 12×12 м.

8.1.3.15. Верх колодцев гидрантов должен размещаться выше планировочной отметки прилегающей к дороге территории. Обочины дороги у гидрантов должны иметь твердое покрытие (утрамбовка щебнем, пропитка битумом) на длине не менее 20 м (по 10 м в обе стороны от гидранта).

Расстояние между гидрантами должно быть не менее 100 м.

Для отдельных зданий (наружных установок) категории Д (Дн) пожарные гидранты допускается предусматривать на тупиковых линиях противопожарного водопровода длиной не более 200 м.

8.1.3.16. Допускается предусматривать использование бассейна градирни (при наличии) в качестве запасного водоема для подачи воды на пожаротушение.

При этом к градирне от автомобильной дороги должен быть устроен подъезд с площадкой размером не менее 12×12 м.

8.1.3.17. Противопожарную защиту топливозаправочного пункта предприятия (при наличии) следует обеспечивать в соответствии с требованиями НПБ 111-98*.

8.2. СИСТЕМЫ ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ И ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК ГОРЮЧИХ ГАЗОВ И ПАРОВ

8.2.1. УСТАНОВКИ ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ

8.2.1.1. Автоматическими установками пожарной сигнализации (АУПС) должны быть защищены производственные помещения категорий А, Б, В1-В3, здания административно-бытового и общественного назначения (предзаводская зона предприятия), сооружения в соответствии с НПБ 110-03.

При проектировании АУПС должны выполняться требования НПБ 88-2001* и других нормативных документов, утвержденных в установленном порядке.

8.2.1.2. Система пожарной сигнализации должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- обнаружения очагов пожара;
- обнаружения проникновения дыма;
- обеспечения включения соответствующих систем управления.

8.2.1.3. Выбор типов пожарных извещателей следует производить в зависимости от назначения защищаемых помещений и сооружений, вида пожарной нагрузки и с учетом

климатических, механических, электромагнитных, других воздействий в местах их размещения.

8.2.1.4. Рекомендуется использование следующих типов извещателей:

- теплового, пламени - в помещениях, где возможно горение горючих газов, легко воспламеняющихся и горючих жидкостей, смазочных материалов;
- дымового, теплового - во всех помещениях зданий предприятия, вспомогательных помещениях, других помещениях и пространствах с высокой плотностью приборов и электронных компонентов, а также в пространствах с кабельными проводками.

В случае если в зоне контроля доминирующий фактор пожара не определен (например, здания предзаводской зоны предприятия), рекомендуется применять комбинацию пожарных извещателей, реагирующих на различные факторы пожара, или комбинированные пожарные извещатели.

8.2.1.5. Количество автоматических пожарных извещателей определяется необходимостью обнаружения загораний по всей контролируемой площади помещений (зон), а для извещателей пламени - и в оборудовании.

8.2.1.6. Следует предусматривать адресные, удовлетворяющие требованиям НПБ 58-97, либо подключенные к самостоятельным шлейфам пожарной сигнализации пожарные извещатели для обеспечения возможности определения места возникновения пожара по сигналу на пульте.

Допускается не оснащать адресными пожарными извещателями помещения, указанные в НПБ 88-2001* (п. 12.13*).

8.2.1.7. Аппаратура системы пожарной сигнализации должна формировать команды на управление АУПТ, дымоудаления или оповещения о пожаре не менее чем от двух извещателей. Следует предусматривать контроль каждой точки защищаемой поверхности зоны не менее чем двумя пожарными извещателями.

Допускается формирование команды на управление оповещением 1-го, 2-го, 3-го типа по НПБ 104-03 от одного пожарного извещателя.

Пожарные извещатели, предназначенные для выдачи извещения для управления АУПТ, дымоудаления, оповещения о пожаре, должны быть устойчивы к воздействию электромагнитных помех со степенью жесткости не ниже второй по НПБ 57-97.

8.2.1.8. В помещениях, оборудованных АУПС или АУПТ, следует предусматривать блокирование с этими установками систем вентиляции и воздушного отопления для автоматического отключения последних при срабатывании установок (систем) извещения и тушения пожара, а также отключения электроприемников в указанных помещениях.

При отключении электроприемников должна быть обеспечена безопасность останова технологического процесса (оборудования).

8.2.1.9. В местах, где имеется опасность механического повреждения извещателя, должна быть предусмотрена защитная конструкция, не нарушающая его работоспособности и эффективности обнаружения загорания.

8.2.1.10. Приемные станции пожарной сигнализации должны находиться в помещении с постоянным присутствием работников предприятия.

8.2.1.11. Ручные пожарные извещатели следует предусматривать для следующих объектов:

- для производственных зданий категорий А, Б, В и помещений категорий А, Б, В1-В3 - вдоль эвакуационных путей, в коридорах, у выходов из зданий - на расстоянии не более

чем через 50 м друг от друга, а для многоэтажных зданий - дополнительно на лестничных площадках каждого этажа;

- для зданий административно-бытового и общественного назначения (предзаводская зона) - в коридорах, холлах, вестибюлях, на лестничных площадках, у выходов из зданий;
- на наружных установках взрывоопасными и пожароопасными зонами, на складах (в парках) горючих газов, ЛВЖ и ГЖ - по внешнему периметру установки или резервуарного парка на расстоянии не более чем через 100 м один от другого и на расстоянии не более 5,0 м от границ наружных установок, обвалования резервуарных парков;
- на сливноналивных эстакадах сжиженных горючих газов, ЛВЖ и ГЖ - вдоль эстакад через 100 м один от другого, но не менее двух на каждую эстакаду (у лестниц для обслуживания эстакад).

Установку ручных пожарных извещателей следует предусматривать независимо от наличия извещателей автоматической пожарной сигнализации.

8.2.1.12. Ручные пожарные извещатели, устанавливаемые вдоль эвакуационных путей, в коридорах, у границ зон, на стенах и конструкциях, следует размещать на высоте 1,5 м от уровня пола (территории) в местах, удаленных от электромагнитов, постоянных магнитов и других устройств, воздействие которых может вызвать самопроизвольное срабатывание ручного пожарного извещателя (требование распространяется на ручные пожарные извещатели, срабатывающие при переключении магнитоуправляемого контакта), и на следующих расстояниях:

- не менее 0,5 м от органов управления электрооборудованием;
- не менее 0,75 м от различных предметов, оборудования и т.п.;
- не менее 20 м от сливноналивной эстакады.

Освещенность в месте установки ручного пожарного извещателя должна быть не ниже 50 лк.

8.2.1.13. Проектирование системы оповещения о пожаре следует выполнять в соответствии с требованиями НПБ 104-03, а технические пожарные средства оповещения и управления эвакуацией должны удовлетворять требованиям НПБ 70-98 и НПБ 77-98.

8.2.2. СИСТЕМА ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК ГОРЮЧИХ ГАЗОВ И ПАРОВ НА ТЕРРИТОРИИ, В ЗДАНИЯХ И ПОМЕЩЕНИЯХ ПРЕДПРИЯТИЯ

8.2.2.1. Систему обнаружения утечек горючих газов и паров следует предусматривать для проведения непрерывного автоматического контроля за уровнем взрывоопасности воздушной среды в производственных помещениях и рабочих зонах наружных установок в целях оповещения персонала предприятия о возникновении пожароопасных ситуаций и обеспечения включения устройств, применяемых для их локализации и ликвидации.

8.2.2.2. Система должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- обнаружения опасных концентраций горючих газов или паров;
- обеспечения включения тревожной сигнализации и соответствующих систем противоаварийной защиты.

8.2.2.3. Датчики системы обнаружения утечек горючих газов и паров должны размещаться в зависимости от условий на каждом конкретном участке и иметь уставку на уровне 10 и 20 % от нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР).

В помещениях категорий А и Б следует предусматривать установку автоматически действующих сигнализаторов взрывоопасных концентраций, подающих сигнал тревоги (световой или звуковой поместу и на ЦПУ предприятия) с включением аварийной вентиляции при содержании горючих газов и паров в воздухе помещений, достигающем 10 % от НКПР, и отключением технологического оборудования при достижении 20 % от НКПР.

8.2.2.4. Сигналы тревоги при обнаружении опасных концентраций газов и паров должны подаваться на панель газовой опасности (приемные станции), располагаемую в ЦПУ предприятия, и в газоспасательную службу предприятия.

8.2.2.5. Места установки и количество сигнализаторов взрывоопасных концентраций определяются в проекте, исходя из требования максимально быстрого обнаружения утечек горючих газов и паров.

Сигнализаторы взрывоопасных концентраций горючих газов и паров ЛВЖ должны устанавливаться в местах вероятного выделения и скопления горючих газов и паров на следующих объектах предприятия:

- в резервуарных парках товарных, сырьевых и промежуточных складов;
- в производственных помещениях категорий А и Б;
- в помещениях продуктовых насосных;
- в открытых насосных и у отдельно размещенного оборудования со взрывопожароопасными;
- на наружных установках категорий А и Б;
- на эстакадах слива и налива легковоспламеняющихся жидкостей и сжиженных углеводородных газов в железнодорожные и автомобильные цистерны;
- на площадках печей с огневым нагревом.

8.3. ПЕРВИЧНЫЕ СРЕДСТВА ПОЖАРОТУШЕНИЯ

8.3.1. Здания, помещения и сооружения предприятия должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения. Определение необходимого количества первичных средств пожаротушения и их размещение следует проводить в соответствии с требованиями ППБ 01-03, на основании табл. 10 и 11, а также с учетом требований НПБ 156-96*, НПБ 166-97 и ГОСТ 12.4.009-83*.

8.3.2. Для предельной площади помещений разных категорий (максимальная площадь, защищаемая одной или группой огнетушителей) следует предусматривать число огнетушителей одного из типов, указанное в табл. 10 и 11 перед знаками “++” или “+”.

Таблица10

Нормы оснащения помещений ручными огнетушителями

Категория помещения	Предельная защищаемая площадь, м²	Класс пожара	Пенные и водные огнетушители вместимостью 10л	Порошковые огнетушители вместимостью, л			Хладоновые огнетушители вместимостью 2(3) л	Углекислотные огнетушители вместимостью, л	
				2	5	10		2	5(8)
А, Б, В1-В3 (горючие газы и жидкости)	200	А	2++	-	2+	1++	-	-	-
		В	4+	-	2+	1++	4+	-	-
		С	-	-	2+	1++	4+	-	-
		Д	-	-	2+	1++	-	-	-
		(Е)	-	-	2+	1++	-	-	2++
В1-В3	400	А	2++	4+	2++	1+	-	-	2+
		Д	-	-	2+	1++	-	-	-
		(Е)	-	-	2++	1+	2+	4+	2++
Г	800	В	2+	-	2++	1+	-	-	-
		С	-	4+	2++	1+	-	-	-
Г, В4	1800	А	2++	4+	2++	1+	-	-	-
		Д	-	-	2+	1++	-	-	-
		(Е)	-	2+	2++	1+	2+	4+	2++
Административные здания	800	А	4++	8+	4++	2+	-	-	4+
		(Е)	-	-	4++	2+	4+	4+	2++

Примечания: 1. Для тушения очагов пожаров различных классов порошковые огнетушители должны иметь соответствующие заряды: для класса А - порошок типа АВС(Е); для классов В, С и (Е) - типа ВС(Е) или АВС(Е); для класса Д - типа Д.

2. Знаком "++" обозначены рекомендуемые к оснащению объектов огнетушители, знаком "+" - огнетушители, применение которых допускается при отсутствии рекомендуемых и при соответствующем обосновании, знаком "-" - огнетушители, применение которых не допускается для оснащения данных объектов.

Таблица11

Нормы оснащения помещений передвижными огнетушителями

Категория помещения	Предельная защищаемая площадь, м²	Класс пожара	Воздушно-пенные огнетушители вместимостью 100 л	Комбинированные (пена, порошок) огнетушители вместимостью 100 л	Порошковые огнетушители вместимостью 100 л	Углекислотные огнетушители вместимостью, л	
						25	80
А, Б, В1-В3 (горючие газы и жидкости)	500	А	1++	1++	1++	-	3+
		В	2+	1++	1++	-	3+
		С	-	1+	1++	-	3+
		Д	-	-	1++	-	-
		(Е)	-	-	1+	2+	1++
В1-В3 (кроме горючих газов и жидкостей), Г	800	А	1++	1++	1++	4++	2+
		В	2+	1++	1++	-	3+
		С	-	1+	1++	-	3+
		Д	-	-	1++	-	-
		(Е)	-	-	1+	1++	1+

Примечания: 1. Для тушения очагов пожаров различных классов порошковые и комбинированные огнетушители должны иметь соответствующие заряды: для класса А - порошок типа АВС(Е); для классов В, С и (Е) - типа ВС(Е) или АВС(Е); для класса Д - типа Д.

2. Знаком “++” обозначены рекомендуемые к оснащению объектов огнетушители, знаком “+” -огнетушители, применение которых допускается при отсутствии рекомендуемых и присоответствующем обосновании, знаком “-” - огнетушители, применение которых недопускается для оснащения данных объектов.

8.3.3. Выбор типа и расчет необходимого количества огнетушителей в защищаемом помещении или на объекте следует проводить в зависимости от их огнетушащей способности, предельной площади, а также класса пожара горючих веществ и материалов.

В случае возможности образования комбинированных очагов пожара (пожары различных классов) предпочтение при выборе следует отдавать огнетушителю с более широкой областью применения.

8.3.4. Выбор типа огнетушителя (ручной или передвижной) следует проводить с учетом размеров возможного очага пожара.

При выборе огнетушителей с соответствующими температурными пределами использования следует учитывать климатические условия эксплуатации зданий и сооружений предприятия.

8.3.5. Расстояние от возможного очага пожара до места размещения огнетушителя не должно превышать 20 м для зданий административно-бытового назначения; 30 м - для помещений категорий А, Б, В1-В3; 40 м - для помещений категорий Г; 70 м - для помещений категорий В4 и Д.

8.3.6. Для тушения пожара на наружных установках, резервуарах и их оборудовании в его начальной стадии необходимо предусматривать передвижные установки порошкового пожаротушения и пенотушения.

Комплектацию установок (емкость для хранения огнетушащего состава, средства доставки, запас и т.п.) и места их размещения необходимо уточнять на этапе технического проектирования по согласованию с Государственной противопожарной службой (ГПС) МЧС России.

8.3.7. Организация или предприятие, выполняющие техническое обслуживание огнетушителей, должны иметь лицензию ГПС МЧС России на проведение работ данного вида.

8.4. ОРГАНИЗАЦИЯ ПОЖАРНОЙ ОХРАНЫ ПРЕДПРИЯТИЯ

8.4.1. На предприятии с учетом нормативных требований должна быть создана пожарная охрана.

Вид пожарной охраны в соответствии с Федеральным законом “О пожарной безопасности” должен определять собственник предприятия.

8.4.2. Организация пожарной охраны должна осуществляться в соответствии с требованиями НПБ 201-96.

Основой пожарной охраны должна быть пожарная часть 1 -го разряда, размещаемая непосредственно на территории предприятия.

8.4.3. Личный состав пожарной охраны может включать в себя работников ГПС МЧС России или ведомственной пожарной охраны, а также персонал предприятия (члены добровольных пожарных дружин), который в случае возникновения пожара не задействован на своем рабочем месте и выполняет определенные функции, направленные на локализацию и ликвидацию очага пожара.

Личный состав ведомственной пожарной охраны и персонал предприятия должны пройти соответствующее обучение в специализированной организации, имеющей лицензию ГПС на право осуществления данного вида деятельности.

8.4.4. Пожарная техника, имеющаяся на вооружении пожарной охраны, должна размещаться и эксплуатироваться в соответствии с нормативными требованиями.

Пожарная техника должна быть размещена в пожарном депо, спроектированном и построенном в соответствии с требованиями НПБ 101-95.

Размещение зданий пожарного депо должно соответствовать требованиям СНиП II-89-80*.

Примечание. Число и тип пожарных автомобилей устанавливаются по согласованию с территориальными подразделениями ГПС.

8.4.5. На пожарную охрану предприятия возлагаются задачи предупреждения пожаров и их тушения. Предупреждение пожаров включает в себя:

- контроль за соблюдением на предприятии требований пожарной безопасности;
- разработку и реализацию в пределах предоставленной компетенции мер пожарной безопасности.

8.4.6. Для решения возложенных на пожарную охрану предприятия задач должны быть разработаны необходимые документы, в том числе:

- положение о пожарной охране предприятия, согласованное с ГПС;
- должностные инструкции личного состава пожарной охраны;
- график дежурства личного состава пожарной охраны;
- схемы, планы расположения на предприятии участков (секторов) с указанием порядка наблюдения за противопожарным состоянием объектов предприятия;
- оперативные планы пожаротушения, согласованные с ГПС;
- перечень пожарной техники и средств связи, а также порядок их эксплуатации;
- расписание занятий по профессиональной подготовке личного состава пожарной охраны;
- документы предварительного планирования боевых действий по тушению пожаров и взаимодействию со службами предприятия и подразделениями гарнизона пожарной охраны.

Документы, определяющие организацию деятельности пожарной охраны предприятия, следует разрабатывать с учетом нормативных актов, регламентирующих деятельность ГПС.

8.4.7. Для выполнения функций по тушению пожаров пожарная охрана предприятия должна быть оснащена пожарной техникой и средствами связи.

8.4.8. Исходными данными для определения типа и расчета количества пожарной техники и численности личного состава пожарной охраны, необходимых для тушения пожаров на объектах, являются параметры проектных пожаров.

8.4.9. Для организации управления пожарной охраной на предприятии создается система связи, которая должна обеспечивать выполнение таких функций, как:

- немедленный вызов личного состава пожарной охраны для тушения пожара;

- передача распоряжений личному составу пожарной охраны, получение информации с места пожара;
- руководство тушением пожара и взаимодействием с гарнизоном пожарной охраны.

Для решения указанных задач на предприятии должен быть организован пункт связи, личный состав пожарной охраны оснащен достаточным количеством средств радиосвязи (мобильные и носимые радиостанции, пейджеры и т.п.).

8.4.10. Пункт связи должен быть обеспечен прямым каналом связи (телефон, радио) с центром управления сигналами и средствами гарнизона пожарной охраны.

Персонал, выполняющий обязанности по обеспечению связи, должен быть обучен правилам ее эксплуатации и действиям в случае получения информации о пожаре.

8.4.11. При наличии на предприятиях двух и более зданий пожарных депо и пожарных постов они должны быть соединены между собой двухсторонней прямой телефонной связью.

8.4.12. Пожарные автомобили должны быть обеспечены мобильной и двумя носимыми радиостанциями. Носимыми средствами связи должны быть обеспечены также руководитель тушения пожара и личный состав, осуществляющий дежурство и по условиям работы находящийся вне места постоянной дислокации пожарной охраны предприятия.

8.4.13. Для выполнения работ по эвакуации людей и тушению пожара в непригодной для дыхания среде личный состав должен быть обеспечен изолирующими противогазами или противогазами на сжатом воздухе.

Количество противогазов следует определять с учетом возможностей их индивидуального или группового использования и 100 %-го резерва.

8.4.14. Личный состав пожарной охраны, находящийся на дежурстве, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, а также ручным пожарным инструментом, групповыми и индивидуальными электрическими фонарями.

Личный состав пожарной охраны обеспечивается приборами газового анализа.

9. ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕПРОИЗВОДСТВА

Предприятие - промышленный объект с механизированными процессами производства (тождественно понятию "завод"), являющийся юридическим лицом, осуществляющим свою деятельность в соответствии с лицензионными условиями или уставом, в котором указан вид деятельности.

Промышленный узел - группа предприятий, размещенных на одной территории, с общими коммуникациями, инженерными сооружениями, вспомогательными производствами и хозяйствами, а при соответствующих условиях с кооперированием основных производств.

Объекты предприятия - здания, помещения, наружные установки, сооружения, аппараты, территория предприятия.

Реконструкция - переустройство всего предприятия, производства, цеха, отделения, здания, установки или их большей части в связи с изменениями в технологическом процессе или оборудовании.

Технологическая установка - производственный комплекс зданий, сооружений и оборудования, которые размещены на отдельной площадке предприятия, предназначенный для проведения технологического процесса нефтеперерабатывающего производства.

Цех - производственный комплекс зданий, сооружений и оборудования, которые размещены на отдельной площадке предприятия, предназначенный для проведения технологического процесса нефтехимического производства.

Наружная установка - комплекс аппаратов и технологического оборудования, расположенных вне зданий, с несущими и обслуживающими конструкциями, который, как правило, является частью технологической установки или цеха.

Границы наружной установки - условная линия, проходящая на расстоянии 2 м от прямых линий, соединяющих максимально выступающие части аппаратов, постаментов, колонн этажерок, ограждающих стен (отбортовок, обвалований).

Технологическая система - совокупность взаимосвязанных технологических потоками и действующих как одно целое аппаратов (агрегатов и т.п.), в которых осуществляется определенная последовательность технологических операций.

Технологический объект - часть технологической системы, содержащая объединенную территориально и связанную технологическими потоками группу аппаратов.

Технологический процесс - часть производственного процесса, связанная с действиями, направленными на изменение свойств и/или состояния обращающихся в процессе веществ, материалов и изделий.

Разработчик процесса - предприятие или организация, осуществляющая разработку исходных данных на проектирование технологического процесса, основанных на научно-исследовательских и опытных работах.

Товарно-сырьевой склад (парк) - технологическая система, предназначенная для приема, хранения и отгрузки сырья и готовой продукции производств и размещаемая, как правило, в зоне товарно-сырьевых складов предприятия или на товарно-сырьевой базе.

Товарно-сырьевая база - группа технологических систем, объектов и товарно-сырьевых складов, размещаемая вне территории или на территории предприятия.

Промежуточный склад - технологическая система, предназначенная для создания технологического запаса сырья, полупродуктов и продуктов для обеспечения стабильной работы, как отдельных технологических стадий, так и всего производства в целом, и размещаемая в производственной зоне предприятия.

Склад (парк СУГ и ЛВЖ под давлением -технологическая система, включающая комплекс зданий и сооружений (резервуары,насосные, компрессорные и другое оборудование сливноналивные эстакады,подсобно-производственные помещения), предназначенных для проведения операций по приему, хранению и отгрузке сырья и продуктов.

Зонасырьевых и товарных складов (парков) предприятия - территория предприятия, предназначенная для размещения в нейтехнологических объектов, сырьевых и товарных складов, а также входящих в ихсостав подсобно-производственных зданий и сооружений, сливноналивных эстакад.

Производственная зона предприятия - территория предприятия, предназначенная дляразмещения в ней производственных зданий и сооружений, установок, цехов, атакже входящих в их состав подсобно-производственных и вспомогательных зданий исооружений, промежуточных складов.

Подсобнаязона предприятия - территория предприятия,предназначенная для размещения в ней зданий и сооруженийподсобно-производственного назначения (ремонтно-механические,ремонтно-строительные, тарные и другие цеха, заводские лаборатории,административно-бытовые здания и т.п.).

Наземный(надземный) резервуар - технологический объект,предназначенный для хранения жидких продуктов и сырья, у которого нижняяобразующая находится на одном уровне (выше уровня) планировочной отметкиприлегающей на расстоянии не менее 6 м территории.

Подземныйрезервуар - технологический объект, предназначенный для храненияжидких продуктов и сырья, у которого верхняя образующая находится нижепланировочной отметки прилегающей (6 м) территории не менее чем на 0,2 м, атакже наземные резервуары, засыпанные грунтом на высоту не менее 0,2 м выше ихверхней образующей и шириной не менее 6 м, считая от стенки резервуара доборки обсыпки.

Группарезервуаров- часть резервуарного парка, объединеннаяв соответствии со свойствами хранимых продуктов и ограниченная по периметруобвалованием или ограждающей стенкой.

Резервуарныйпарк - группа (группы) резервуаров, предназначенных дляхранения СУГ, ЛВЖ или ГЖ и размещенных на территории, ограниченной по периметруобвалованием или ограждающей стенкой при наземных резервуарах и дорогами илипротивопожарными проездами - при подземных (заглубленных в грунт или обсыпанныхгрунтом) резервуарах и резервуарах, установленных в котлованах или выемках.

Номинальныйобъем резервуара - условная округленная величинаобъема, принятая для идентификации требований норм для различных конструкцийрезервуаров при расчетах номенклатуры объемов резервуаров, вместимости складов,компоновки резервуарных парков, а также для выбора установок и средствпожаротушения.

Вместимостьрезервуара - объем внутренней полости резервуара, определяемый позаданным на чертежах номинальным размерам, без объема, занимаемого трубами и другими внутренними устройствами.

Общаявместимость резервуаров склада - суммарнаявместимость всех резервуаров склада без дренажных, факельных емкостей,сепараторов на линиях стравливания от предохранительных клапанов, аварийныхемкостей, предназначенных для приема продуктов из производств (цехов) припожароопасных ситуациях.

Станциянасосная продуктовая - группа насосных агрегатов,установленных в здании, под навесом или на открытой площадке и предназначенныхдля перекачки СУГ, ЛВЖ и ГЖ.

Эстакада сливноналивная железнодорожная - сооружение у специальных железнодорожных путей, оборудованное устройствами, обеспечивающее выполнение операций по сливу (наливу) СУГ, ЛВЖ и ГЖ из железнодорожных цистерн.

Устройство сливноналивное - техническое средство, обеспечивающее выполнение операций по сливу и наливу СУГ, ЛВЖ и ГЖ в железнодорожные или автомобильные цистерны.

Эстакада наливная автомобильная - сооружение, оборудованное наливными устройствами, обеспечивающее выполнение операций по наливу СУГ, ЛВЖ и ГЖ в автомобильные цистерны.

Этажерка - многоярусное каркасное сооружение (без стен), свободностоящее в здании или вне его и предназначенное для размещения и обслуживания технологического и прочего оборудования.

Нефтеловушка - сооружение для механической очистки сточных вод от нефти и нефтепродуктов, способных к гравитационному отделению, и отсаживающихся механических примесей и взвешенных веществ.

Трубопровод - сооружение из труб, деталей трубопровода, арматуры, которые плотно соединены между собой, предназначенное для транспортирования жидких и газообразных продуктов.

Трубопровод технологический - трубопровод в пределах промышленного предприятия, по которому транспортируются сырье, полуфабрикаты и готовые продукты, пар, вода, топливо, реагенты и другие вещества, обеспечивающие ведение технологического процесса и эксплуатацию оборудования, а также межезаводские трубопроводы, находящиеся на балансе предприятия.

Трубопровод транзитный - трубопровод, являющийся транзитным по отношению к тем зданиям, технологические установки которых не производят и не потребляют транспортируемых жидкостей и газов.

Арматура трубопроводная - устройства, устанавливаемые на трубопроводах и обеспечивающие управление (отключение, распределение, регулирование, смешивание и др.) потоками рабочих сред путем изменения проходного сечения.

Соединение фланцевое - неподвижное разъемное соединение трубопровода, герметичность которого обеспечивается путем сжатия уплотнительных поверхностей непосредственно друг с другом или через посредство расположенных между ними прокладок из более мягкого материала, сжатых крепежными деталями.

Распределительное устройство (РУ) - электроустановка, служащая для приема и распределения электроэнергии и содержащая коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства, а также устройства защиты, автоматики и измерительные устройства.

Распределительный пункт (РП) - устройство, предназначенное для приема и распределения электроэнергии на одном напряжении без преобразования и трансформации, не входящее в состав подстанции.

Трансформаторная подстанция (ТП) - электроустановка, служащая для преобразования и распределения электроэнергии и состоящая из трансформаторов, распределительных устройств, устройств управления и вспомогательных сооружений.

Электропомещения - помещения с расположенными в них РУ, РП, ТП.

Центральный пункт управления (ЦПУ) - помещение (здание), предназначенное для управления технологическими и производственными процессами, осуществляемыми на предприятии.

Факельная установка - совокупность устройств, аппаратов, трубопроводов для сжигания сбрасываемых газов и паров, выполненная в соответствии с Правилами устройства и безопасной эксплуатации факельных систем.

Сбросная труба - вертикальная труба для сброса газов и паров в атмосферу без сжигания.

Пожарная безопасность объекта - состояние объекта, при котором с регламентируемой вероятностью исключается возможность возникновения и развития пожара и воздействия на людей опасных факторов пожара, а также обеспечивается защита материальных ценностей.

Требования пожарной безопасности - специальные условия социального (или) технического характера, установленные в целях обеспечения пожарной безопасности законодательством, нормативными документами или уполномоченным государственным органом.

Система обеспечения пожарной безопасности - совокупность сил и средств, а также мер правового, организационного, экономического, социального и научно-технического характера, направленных на борьбу с пожарами.

Пожарная опасность помещения, здания (пожарного отсека), наружной установки - состояние объекта, характеризующееся вероятностью возникновения пожара и величиной ожидаемого ущерба.

Категория взрывопожарной и пожарной опасности помещения, здания (пожарного отсека), наружной установки - классификационная характеристика взрывопожарной и пожарной опасности помещения, здания, наружной установки, определяемая количеством и пожароопасными свойствами находящихся (обращающихся) в них веществ и материалов с учетом особенностей технологических процессов, размещенных в них производств.

Предельная огнестойкость конструкции - показатель огнестойкости конструкции, определяемый временем от начала огневого испытания при стандартном температурном режиме до наступления одного из нормируемых для данной конструкции предельных состояний по огнестойкости.

Противопожарная преграда - конструкция в виде стены, перегородки, перекрытия или объемный элемент здания, предназначенные для предотвращения распространения пожара в примыкающие к ним помещения в течение нормируемого времени.

Взрывоопасная зона - помещение или ограниченное пространство в помещении или наружной установке, в котором имеются или могут образоваться взрывоопасные смеси.

Пожароопасная зона - пространство внутри и вне помещений, в пределах которого постоянно или периодически обращаются горючие вещества и в котором они могут находиться при нормальном технологическом процессе или при его нарушениях.

Пожароопасная ситуация (угроза возникновения пожара) - ситуация, характеризующаяся вероятностью возникновения пожара, превышающей нормативную.

Локализация пожароопасной ситуации - действия, направленные на предотвращение развития пожароопасной ситуации и создание условий для ее ликвидации имеющимися силами и средствами.

Ликвидация пожароопасной ситуации - действия, направленные на прекращение развития пожароопасной ситуации и устранение причины ее возникновения.

Аварийная ситуация - ситуация, характеризующаяся вероятностью возникновения аварии и дальнейшего ее развития.

Опасное значение параметра - значение параметра, вышедшее за пределы регламентированного и приближающееся к предельно допустимому.

Эвакуация людей - вынужденный процесс движения людей из зоны, где имеется возможность воздействия на них опасных факторов пожара.

Объект защиты - объект, требующий применения средств и способов для предотвращения возникновения, развития и для ликвидации пожара.

Пожар в помещении - процесс диффузионного горения твердых, жидких и газообразных горючих веществ, находящихся в помещении, вызывающий прогрев строительных конструкций и технологического оборудования с возможной потерей ими несущей способности.

Пожар пролива - горение разлития легко воспламеняющейся или горючей жидкости со свободной поверхности.

Тушение пожара - воздействие на пламя специальных веществ, называемых огнетушащими, приводящее к прекращению горения.

Установка пожаротушения - совокупность стационарных технических средств для тушения пожара за счет выпуска огнетушащего вещества.

Система пожаротушения - совокупность установок пожаротушения, смонтированных на одном объекте и контролируемых с общепожарного поста.

Установка пожарной сигнализации - совокупность технических средств для обнаружения пожара, обработки, представления в заданном виде извещения о пожаре, специальной информации и/или выдачи команд на включение автоматических установок пожаротушения и других технических устройств.

Система пожарной сигнализации - совокупность установок пожарной сигнализации, смонтированных на одном объекте и контролируемых с общепожарного поста.

Извещатель пожарный - компонент установки (системы) пожарной сигнализации, предназначенный для формирования извещения о пожаре.

Извещатель пожарный ручной - пожарный извещатель с ручным способом приведения в действие.

Включение (пуск) установки пожаротушения дистанционное - включение (пуск) от пусковых элементов, устанавливаемых в защищаемом помещении или рядом с ним, в диспетчерской или на пожарном посту, у защищаемого сооружения или оборудования.

Включение (пуск) установки пожаротушения местное - включение (пуск) от пусковых элементов, устанавливаемых в помещении на насосной станции или станции пожаротушения.

Интенсивность подачи огнетушащего вещества - нормативная интенсивность подачи огнетушащего вещества, соответствующая требованиям нормативной документации.

Установка пенного пожаротушения - установка пожаротушения, в которой в качестве огнетушащего вещества используют воздушно-механическую пену, получаемую из водного раствора пенообразователя.

Система автоматическая пенного пожаротушения - комплект оборудования, включающий резервуары для воды и пенообразователя, насосную станцию, подводящие растворопроводы с пожарными гидрантами, узлы управления, а также установленные на резервуарах и в зданиях генераторы пены с питающими и распределительными трубопроводами для подачи раствора пенообразователя к этим генераторам, средства автоматизации.

Система стационарная пенного пожаротушения (неавтоматическая) - комплект оборудования, включающий резервуары для воды и пенообразователя, насосную станцию и сеть растворопроводов с пожарными гидрантами. Средства автоматизации систем должны обеспечить включение резервных насосов в случае, если основные неисправны или не обеспечивают расчетный напор.

Охлаждение резервуара - процесс подачи воды на орошение резервуара стационарными системами охлаждения или пожарными стволами от передвижной пожарной техники, водопровода высокого давления.

Охлаждение резервуара передвижной пожарной техникой - процесс подачи воды на орошение резервуара пожарными стволами, присоединяемыми к противопожарному водопроводу высокого давления, или с помощью пожарных автомобилей (мотопомп) из пожарных гидрантов или противопожарных емкостей (водоемов).

Ороситель - устройство для разбрызгивания или распыления воды/или водных растворов.

Установка стационарная охлаждения резервуара - комплект оборудования, состоящий из горизонтального секционного кольца орошения (оросительного трубопровода с устройствами для распыления воды), размещаемого в верхнем поясе стенок резервуара, сухих стояков и горизонтальных трубопроводов, соединяющих секционное кольцо орошения с сетью противопожарного водопровода, и задвижек с ручным приводом для обеспечения подачи воды при пожаре на охлаждение всей поверхности резервуара и любой ее четверти или половины (считая по периметру) в зависимости от расположения резервуаров в группе.

Водоснабжение противопожарное - совокупность инженерно-технических средств и сооружений, обеспечивающих подачу воды для тушения пожара.

Установка газового (парового) пожаротушения - установка пожаротушения, в которой в качестве огнетушащего вещества используют газ (пар).

Жидкость - вещество, давление насыщенных паров которого при температуре 25°C и давлении 101,3 кПа меньше 101,3 кПа.

Горючая жидкость (ГЖ) - жидкость, способная самовозгораться, а также возгораться при воздействии источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.

Легковоспламеняющаяся жидкость (ЛВЖ) - горючая жидкость температурой вспышки не более 61°C в закрытом тигле или 66°C в открытом тигле.

Газ - вещество, давление насыщенных паров которого при температуре 25°C и давлении 101,3 кПа превышает 101,3 кПа.

Горючий газ (ГГ) - газ, имеющий пределы распространения пламени.

Сжиженный углеводородный газ (СУГ) - продукты переработки попутного нефтяного газа и газов нефтеперерабатывающих заводов, являющиеся углеводородами, которые при нормальных условиях находятся в газообразном состоянии, а при относительно небольшом повышении давления (без снижения температуры) переходят в жидкое состояние.

10. ПРИЛОЖЕНИЕ 3. СКЛАДЫ ХРАНЕНИЯ КАУЧУКА

1. Хранение каучука следует предусматривать в зданиях, на открытых площадках и под навесами.
2. Здания складов каучука должны быть одноэтажными. Допускается как исключение и при обосновании (стесненность территории, резко выраженный рельеф, условия механизации и др.) выполнять проектирование и строительство двухэтажных зданий складов каучука.
3. При проектировании зданий складов каучука следует предусматривать строительные конструкции с пределом огнестойкости не менее: для несущих элементов зданий (несущие стены, колонны, ригели) - R 120, для перекрытий (в том числе междуэтажных) - REI 60.
4. Склады каучука на предприятиях синтетического каучука следует размещать в отдельно стоящем здании. Допускается объединять (в одном здании) склады каучука с производственными и вспомогательными помещениями, технологически связанными со складом или обслуживающими потребности склада.

На предприятиях резиновой промышленности склады каучука допускается объединять со складами текстиля, химикатов, металлокорда и складами других материалов (кроме складов ЛВЖ, ГЖ и баллонов с горючими газами), являющихся компонентами для изготовления шин и резинотехнических изделий.

Помещения указанных складов должны отделяться от отсеков хранения каучука противопожарными стенами 1-го типа без проемов.

5. Здания складов должны разделяться противопожарными стенами 1-го типа без проемов на отсеки для хранения каучука. Площадь отсека не должна превышать 1500 м².

В двухэтажных складах проемы в перекрытиях между отсеками хранения каучука на одном из этажей должны выгораживаться тамбур-шлюзами 1-го типа с самозакрывающимися дверями.

6. Количество отсеков хранения каучука не нормируется, систему отопления в отсеках допускается не предусматривать.

Отсеки хранения каучука должны быть обеспечены естественной вентиляцией через фрамуги в оконных проемах.

Полы в отсеках должны быть выполнены из негорючих материалов.

7. Оконные проемы в наружных стенах отсеков хранения каучука допускается предусматривать на расстоянии не менее 6 м от стен, разделяющих склад каучука на отсеки или отделяющих смежные пожароопасные помещения другого назначения.

Двери, расположенные на указанных участках стен, должны быть противопожарными 1-го типа.

8. Из каждого отсека склада каучука должно быть не менее двух выходов наружу здания склада или на лестничную клетку (со второго этажа).

Для эвакуации людей при пожаре допускается предусматривать в распашных и раздвижных воротах калитки (без порогов или с порогами высотой не более 0,1 м), открывающиеся по направлению выхода из здания.

9. Количество каучука в каждом отсеке склада при хранении его в штабелях или на плоских деревянных поддонах не должно превышать 800 т.

При хранении каучука в металлических ящичных поддонах или контейнерах количество каучука в отсеке не нормируется.

10. Электропроводку в помещениях складов каучука следует выполнять бронированным кабелем или проводами, проложенными в трубах.

Электропитание мостовых и подвесных кранов-штабелеров должно выполняться гибким кабелем.

Светильники должны быть в закрытом или водонепроницаемом исполнении, отвечающем требованиям ГОСТ 14254-80. Выключатели электропитания должны устанавливаться вне помещений (отсеков) хранения каучука.

Транзитная прокладка электропроводки через отсеки хранения каучука не допускается.

11. Рампы и навесы над рампами должны быть выполнены из негорючих материалов.

Навес над рампой со стороны автомобильной дороги должен быть на 1 м шире рампы, а со стороны железной дороги - на 50 см перекрывать половину ширины железнодорожного вагона или полностью перекрывать вагон и опираться на стойки, расположенные по другую сторону колеи.

12. Внутренний противопожарный водопровод должен рассчитываться на орошение каждой наиболее удаленной точки склада водяными струями с расходом 5 л/с каждая и присоединяться к наружной водопроводной сети двумя вводами.

13. Независимо от наличия внутреннего противопожарного водопровода на трубопроводах автоматической системы пожаротушения (после контрольно-сигнальных клапанов) должны устанавливаться внутренние пожарные краны, для которых запас раствора пенообразователя должен приниматься не менее чем на 1 ч работы двух кранов.

14. Кнопки для дистанционного открывания задвижек на сухотрубной сети внутреннего противопожарного водопровода и дистанционного включения пожарных насосов-повысителей должны устанавливаться на видных местах у ворот каждого отсека хранения каучука на противоположных сторонах склада, а также в конторском помещении склада.

15. Склады каучука должны оснащаться автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией в соответствии с требованиями НПБ 110-03 и других действующих нормативных документов, утвержденных в установленном порядке.

16. Хранение каучука на открытых площадках допускается предусматривать только в металлических контейнерах, при этом количество контейнеров не нормируется.

Расстояния от открытых складов каучука до соседних зданий и между складами следует принимать в соответствии с требованиями СНиП II-89-80*, относя условно контейнеры с каучуком к складам пиленых материалов.

17. Расход воды на наружное пожаротушение складов каучука должен приниматься не менее 100 л/с из противопожарного водопровода.

При невозможности получения указанного расхода из противопожарного водопровода недостающее количество воды, но не более 30 л/с, допускается предусматривать в водоемах или из технологических водопроводов.

18. Пожарные гидранты следует размещать на расстоянии не более 100 м от складов каучука. Расстояние между гидрантами должно быть не более 100 м.

19. Навесы для хранения каучука на открытых площадках должны выполняться из негорючих материалов.

Опоры (колонны) навесов должны иметь предел огнестойкости не менее R 45.

20. Хранение каучука под навесами следует предусматривать на стоечных поддонах штабелями высотой в четыре яруса, но не более 5 м, при этом расстояние от верха штабеля до низа несущих конструкций покрытия навеса должно быть не менее 2 м.

21. К каждому навесу не менее чем с двух сторон должны быть обеспечены подъезды пожарной техники.

22. Навесы допускается проектировать площадью не более 400 м² и размещать группами в количестве не более четырех в группе.

Расстояние в группе между навесами следует принимать не менее 10 м.

23. Расстояние между группами навесов принимается из расчета устройства пожарного проезда и расстановки стационарных лафетных стволов, но не менее 30 м.

При этом пожарный проезд должен быть шириной не менее 6 м, иметь твердое покрытие и устраиваться на расстоянии не менее 5 м от навесов.

24. Расстояние от навесов до смежных объектов предприятия следует принимать в соответствии с требованиями действующих нормативных документов как от здания V степени огнестойкости категории В.

25. На площадке для хранения каучука следует предусматривать кольцевой противопожарный водопровод, обеспечивающий подачу воды двумя одновременно действующими стационарными лафетными стволами при одновременном отборе не менее 50 л/с воды через пожарные гидранты.

При этом водопровод должен обеспечивать общий расход воды на пожаротушение не менее 100 л/с.

26. Стационарные пожарные лафетные стволы следует размещать на специальной площадке на расстоянии не менее 10 м от навесов.

Расстановка лафетных стволов должна обеспечивать орошение каждой точки поверхности штабелей под навесами не менее чем двумя струями.

11. ПРИЛОЖЕНИЕ 4. СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ, УПРАВЛЕНИЯ И ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ ЗАЩИТЫ

1. На предприятиях необходимо предусматривать системы контроля, управления и противоаварийной защиты технологических процессов, предназначенные для своевременного выявления возникновения возможных пожароопасных аварийных ситуаций и предотвращения их развития.

Указанные системы должны обеспечивать приведение в действие систем сигнализации и устройств, управляющих технологическим оборудованием, инициировать системы отключения, взаимодействовать с другими системами противоаварийной и противопожарной защиты (аварийная вентиляция, установки пожаротушения и т.п.).

2. В зависимости от условий организации производств допускается применение как одноступенчатой, так и двухступенчатой структуры контроля и управления технологическими процессами, проводимыми на предприятии.

Примечание. При одноступенчатой структуре контроль и управление технологическими процессами осуществляются из ЦПУ.

При двухступенчатой структуре контроль и управление технологическими процессами осуществляются со щита оператора объекта (из операторной) с передачей основных технологических параметров на ЦПУ.

3. Системы контроля, управления и противоаварийной защиты должны обеспечивать:

- дистанционный контроль, автоматическое регулирование и управление технологическим оборудованием;
- поддержание оптимальных параметров работы аппаратов, агрегатов, резервуаров, технологических объектов и установок;
- обеспечение безопасной и безаварийной работы аппаратов, агрегатов, резервуаров, технологических объектов и установок;
- предотвращение запуска технологического оборудования при отключенных системах обеспечения пожаровзрывобезопасности и связанных с ними блокирующих устройств.

4. Основные и вспомогательные технологические объекты, установки, сооружения предприятия должны иметь следующие средства:

- автоматические средства контроля, управления и противоаварийной защиты в объеме, обеспечивающем функционирование объектов без участия персонала предприятия;
- средства централизованного контроля и сигнализации в объеме, позволяющем обеспечивать оперативный контроль основных технологических параметров и исправности технологического оборудования, контрольно-измерительных приборов и средств автоматики;
- средства регулирования и управления в объеме, позволяющем выполнять оперативное управление технологическими процессами;
- автоматические средства защиты, обеспечивающие отключение отдельных технологических участков, аппаратов, агрегатов и т.п. в случае возникновения пожароопасных аварийных ситуаций, а также автоматическое и дистанционное управление системами противоаварийной защиты.

5. Средства контроля и автоматической противоаварийной защиты резервуарных парков должны обеспечивать:

- автоматическое регулирование давления в паровом пространстве резервуаров с обеспечением дистанционной передачи и регистрации показаний на щите оператора и сигнализацией в помещении операторной верхнего и нижнего пределов рабочего давления;
- измерение, дистанционную передачу и регистрацию на щите оператора уровня хранимого продукта с сигнализацией в помещении операторной верхнего и нижнего предельных рабочих уровней хранимого в резервуарах продукта;
- измерение, дистанционную передачу и регистрацию на щите оператора температуры хранимого в резервуарах продукта;
- автоматическое поддержание температурного поля подогревателей резервуара (в случае необходимости их установки) с дистанционной передачей и регистрацией показаний на щите оператора и сигнализацией отклонений этих температур от рабочих параметров;
- независимую сигнализацию верхнего и нижнего предельно допустимых уровней хранимого в резервуарах продукта;
- автоматическое включение систем защиты резервуара от повышения давления и образования вакуума в паровом пространстве резервуаров;
- автоматическое отключение запорной арматуры на технологических трубопроводах подачи продуктов в резервуары при достижении верхнего предельного уровня, повышении давления или температуры в резервуарах при достижении предельных рабочих значений этих параметров;
- автоматическое прекращение выдачи продуктов из резервуаров и закрытие соответствующей запорной арматуры на технологических трубопроводах при достижении нижнего предельного уровня продукта и снижении давления в резервуаре до нижнего предельного значения рабочего давления.

6. Наряду со средствами автоматической противоаварийной защиты резервуаров следует предусматривать возможность дистанционного отключения средств наполнения (опорожнения) резервуаров.

Органы дистанционного управления средствами наполнения (опорожнения) резервуаров должны размещаться за пределами обвалования (ограждающих стен) резервуаров в доступном для обслуживания месте.

7. Основные и вспомогательные технологические объекты, наружные установки, резервуары, здания и сооружения предприятия должны иметь автоматические средства защиты, обеспечивающие отключение отдельных технологических участков, аппаратов, агрегатов и т.п. в случае возникновения пожароопасной аварийной ситуации или пожара.

8. Время и порядок срабатывания средств автоматической противоаварийной защиты должны соответствовать специально заданным программам (алгоритмам).

9. В системах управления технологическими процессами предприятий следует предусматривать несколько уровней аварийного отключения, при инициировании которых и в зависимости от масштабов аварийных ситуаций должны осуществляться автоматическое отключение основного и/или вспомогательного технологического оборудования и приводиться в действие системы противоаварийной и/или противопожарной защиты.

Аварийное отключение должно обеспечивать перевод технологического оборудования в безопасное состояние (отсечение технологических аппаратов, сброс горючих паров и газов на факельную систему, опорожнение оборудования в закрытую дренажную систему и т. д.).

10. Инициирование оператором каждого уровня аварийного отключения должно быть предусмотрено путем нажатия одного тумблера.

Время, необходимое для реализации системами управления технологическими процессами каждого уровня аварийного отключения после его инициирования оператором, должно соответствовать требованиям технического проекта.

Инициирование уровней аварийного отключения должно обеспечиваться из ЦПУ предприятия, резервных или местных пунктов управления (из операторных).

Выбор уровней аварийного отключения следует проводить, исходя из условий предотвращения развития аварии и ее перехода с одного участка предприятия на другой. При этом в случае отключения любого уровня должна быть обеспечена работоспособность всего необходимого оборудования систем жизнеобеспечения.

Должно быть обеспечено нахождение в режиме постоянной готовности к приведению в действие всех систем противоаварийной и противопожарной защиты.

11. Надежность работы систем противоаварийной защиты технологических процессов предприятия (в том числе систем аварийного отключения, систем предотвращения переполнения резервуаров и аппаратов, систем обнаружения утечек горючих газов и паров, систем контроля давления и т.д.) должна обеспечиваться дублированием элементов, обеспечивающим выполнение функционального назначения систем. При этом должны быть предусмотрены средства автоматического самоконтроля исправности элементов систем, обеспечивающих сигнализацию персоналу предприятия о неисправности какого-либо элемента систем противоаварийной защиты.

12. Размещение резервных средств контроля и управления противоаварийной защиты должно обеспечивать персоналу предприятия возможность управления при различных сценариях развития аварии.

13. Системы контроля, управления и противоаварийной защиты технологических процессов должны исключать их срабатывание от случайных и кратковременных сигналов о нарушении нормального ведения технологических процессов, в том числе и в случае переключения на резервный или аварийный источник электропитания.

14. В случае отключения электроэнергии или прекращения подачи сжатого воздуха для питания систем контроля и управления системы противоаварийной защиты должны обеспечивать перевод технологического объекта в безопасное состояние.

Возможность произвольного переключения указанных системах при восстановлении питания должна быть исключена.

15. Аппаратура контрольно-измерительных устройств и систем противоаварийной защиты, размещаемых на технологическом оборудовании, не должна нарушать герметичность оборудования.

16. Исполнительные механизмы систем контроля, управления и противоаварийной защиты, кроме указателей крайних положений, нанесенных непосредственно на эти механизмы, должны иметь устройства, позволяющие выполнять индикацию крайних положений в помещении управления (операторной).

17. Системы контроля, управления и противоаварийной защиты должны сохранять свою работоспособность в условиях пожара в течение времени, необходимого для перевода технологического оборудования в безопасное состояние.

18. В случае если конструкция дистанционно и автоматически управляемой запорной арматуры, являющейся исполнительными механизмами систем противоаварийной защиты, обеспечивает автоматический перевод технологического оборудования в безопасное состояние при нарушении работоспособности систем управления приводом указанной

арматуры(падение давления в пневмо- и гидросистемах, отключение электропитанияэлектроприводов и т.п.), ее дублирование допускается предусматривать ручнойзапорной арматурой.

19. Функционирование системыпротивоаварийной защиты должно быть обеспечено как в режиме предварительногооповещения, так и в режиме останова.

20. В случае выхода параметров ведениятехнологического процесса за пределы, установленные для подачи сигналапредупреждения, следует предусматривать предварительное оповещение.

Предварительное оповещение должнообеспечиваться на тех участках технологического процесса, где определено времядля вмешательства оператора в целях предотвращения развития пожароопаснойаварийной ситуации.

21. В случае выхода параметров ведениятехнологического процесса за безопасные пределы следует обеспечить включениефункции остановки в дополнение к функции оповещения.

22. Средства автоматизации, используемыепо плану локализации и ликвидации пожароопасных ситуаций и пожаров, должны бытьвыделены и обозначены по месту их размещения в технологическом регламенте иинструкциях.

