



ЗАО НИИ «СибНефтеГазПроект»

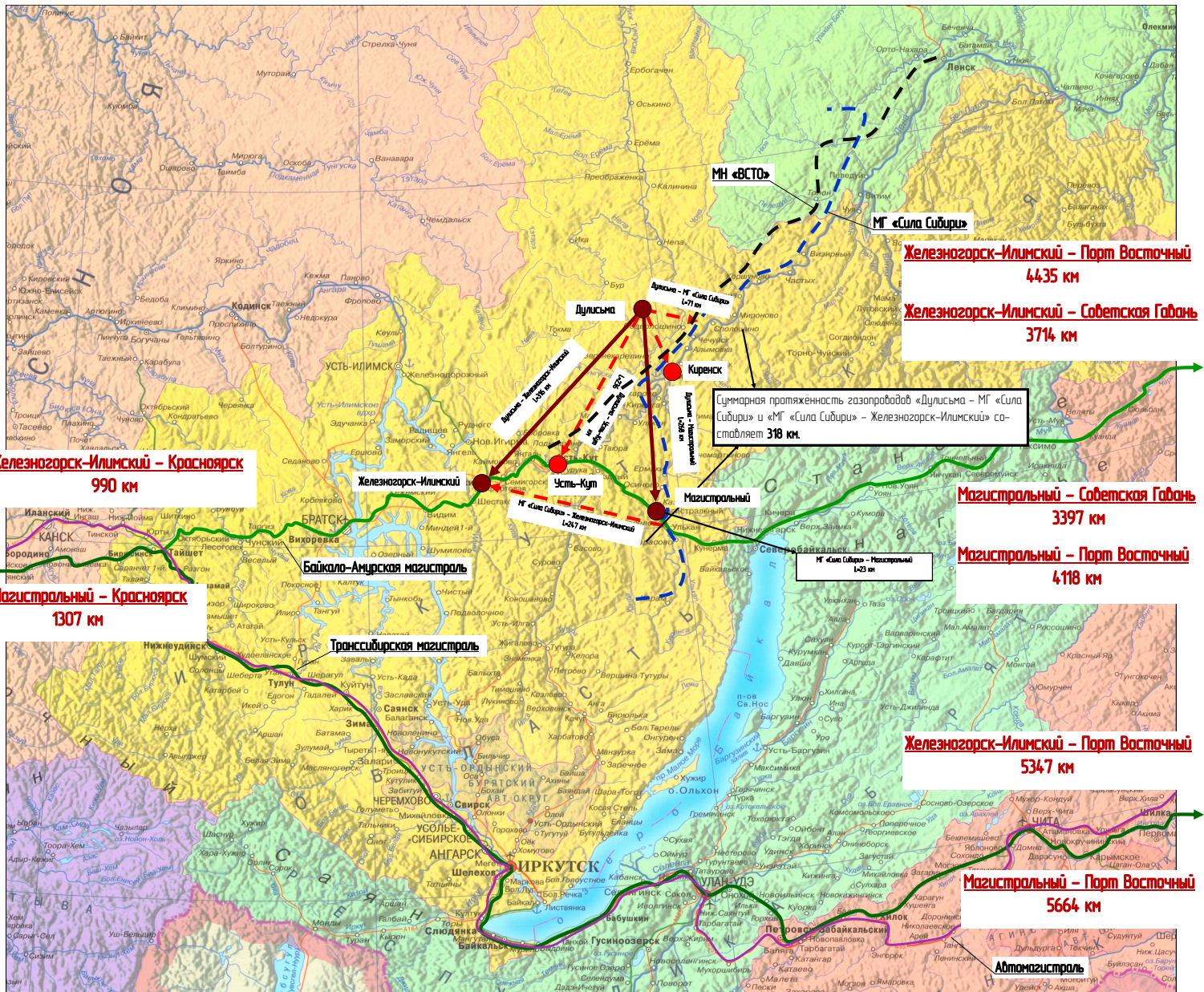
**Концепция развития газовой программы
Дулисьминского НГКМ**

МОСКВА 2014

Содержание

Обзорная схема-карта по концепции развития газовой программы по Дулисьминскому НГКМ	1
Проектируемая трасса МГ «Сила Сибири»	2
Вариант размещения около г. Усть-Кут	3
Вариант размещения около г. Киренск	4
Вариант размещения около п.г.т. Магистральный	5
Вариант размещения около п.г.т. Хребтовая (Железногорск-Илимский)	6
Вариант размещения в п.г.т. Улькан	7
Схема расположения трасс газопроводов	8
Обоснование цен к ресурсному расчету капитальных вложений магистрального газопровода Дулисьма-Железногорск-Илимский	9.1
Схема трассы Дулисьма-Железногорск-Илимский	9
Блок-схема утилизации газа с Дулисьминского НГКМ	10
Подварианты переработки газа по этапу III	11
Ситуационный план размещения основных объектов ДНГКМ по подготовке газа и закачке в пласт	12
Блок-схема установки подготовки попутного газа (УППГ) для закачки в пласт	13
Схемы принципиальные технологические низкотемпературной сепарации газа и стабилизации конденсата	14
Схема установки по производству метанола	15
Ситуационный план размещения площадки газоперерабатывающего комплекса около п.г.т. Хребтовая (Железногорск-Илимский)	16
Схема генплана газоперерабатывающего комплекса в районе п.г.т. Хребтовая (Железногорск-Илимский)	16.1
Схема генплана производства метанола	17
Технологическая схема синтеза уксусной кислоты	18
Схема установки переработки метанола в олефины	19
Схема установки по производству полипропилена	20
Сводный ресурсный расчет капвложений	21
Технико-экономический расчет по этапу I вариант 1.1	22
Окупаемость проекта по этапу I вариант 1.1	23
Технико-экономический расчет по этапу I вариант 1.2	24
Окупаемость проекта по этапу I вариант 1.2	25
Технико-экономический расчет по этапу II вариант 2.1	26
Окупаемость проекта по этапу II вариант 2.1	27
Технико-экономический расчет по этапу II вариант 2.2	28
Окупаемость проекта по этапу II вариант 2.2	29
Технико-экономический расчет по этапу III	30
Окупаемость проекта по этапу III	31
Направления применения метанола в химической промышленности России	32
Производители метанола в России	33
Потребление метанола в субрегионе Дулисьминского НГКМ	34
Морские пути-Порт Восточный-потребители в регионе	35
Варианты транспортировки метанола до потребителей	36
Мощности по производству метанола в Китае	37
Производители метанола в Китае	38
Производители уксусной кислоты в России	39
Импорт уксусной кислоты в России по регионам получения	40
Варианты транспортировки уксусной кислоты до потребителей	41
Варианты транспортировки СПБТ, высокооктанового компонента бензина АИ-92, полиэтилена и полипропилена до потребителей	42

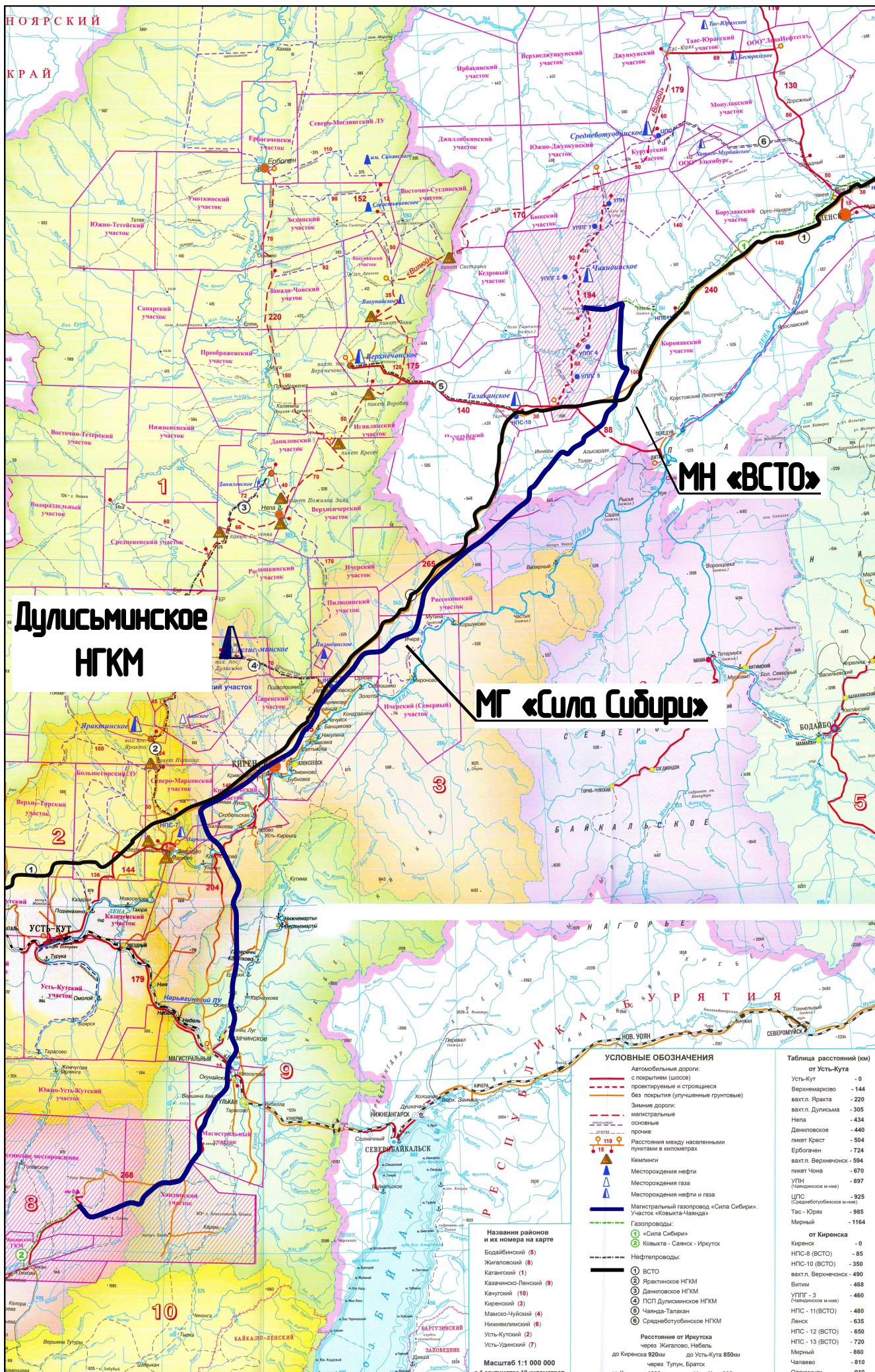
Обзорная карта-схема по концепции развития газовой программы по Дулисьминскому НГКМ



Условные обозначения

- Конечные и начальные пункты
- Конечные и начальные пункты
- Усть-Кут** Названия населённых пунктов
- Направления проектируемых газопроводов
- - - - - Направления рассмотренных газопроводов
- - - - - Магистральный газопровод «Сила Сибири»
- Байкало-Амурская магистраль
- ↔ Транссибирская магистраль
- Автомагистраль
- Дулисьма - Магистральный L=268 км** Названия проектируемых газопроводов и их протяжённости
- - - - - Магистральный нефтепровод «ВСТО»
- Магистральный - Красноярск L=1307 км** Расстояния между пунктами по железной дороге

Проектируемая трасса МГ «Сила Сибири»



Вариант размещения около г. Усть-Кут



Преимущества данного варианта:
- отсутствуют.

Недостатки данного варианта:

- сложные рельефные и гидрологические условия для нормальной посадки проектируемых площадок.
- отсутствие существующих ж/д отводов для проектируемой эстакады налива.
- посадка площадок во взрывоопасной зоне существующего склада взрывчатых веществ компании "АЛРОСА".

Вывод:

данный вариант **непригоден** для размещения проектируемых площадок газоперерабатывающего комплекса.

Вариант размещения около г. Киренск



Преимущества данного варианта :

- Дулисьминское НГКМ находится примерно в 97 км от г. Киренск.

Недостатки данного варианта :

- сложные рельефные и гидрологические условия (обводненность, сильная заболоченность местности, большое количество рек и ручьев, слабые грунты) для нормальной посадки проектируемых площадок .
- отсутствие ж/д путей сообщения с г. Киренск.
- отсутствие автомобильной дороги с твердым покрытием до г. Киренск.
- посадка площадок в полосе отвода существующих трубопроводов .

Вывод:

данный вариант **непригоден** для размещения проектируемых площадок газоперерабатывающего комплекса .

Вариант размещения около пгт Магистральный

Ситуационный план размещения площадки газоперерабатывающего комплекса
М 1:2000



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

- Населенный пункт
- Существующие объекты
- Проектируемая площадка
- Граница безопасной противопожарной зоны
- Граница санитарно-защитной зоны
- Граница водоохранной зоны рек
- Существующая ж/д
- Проектируемый участок ж/д



Экспликация существующих объектов

№	Описание	Вид со спутника
1	Нефтебаза "Иркутск-нефтепродукт" Кадастровый квартал: 38:07:020102 Район: 38:07 Округ: 38	
2	- ЛПК - ООО "Газпром добыча Иркутск" Кадастровый квартал: 38:07:020102 Район: 38:07 Округ: 38	

Преимущества данного варианта:

- трасса трубопровода "Сила Сибири" проходит примерно в 15 км от проектируемых площадок.
- наличие ж/д отвода на суш. нефтебазу.

Недостатки данного варианта:

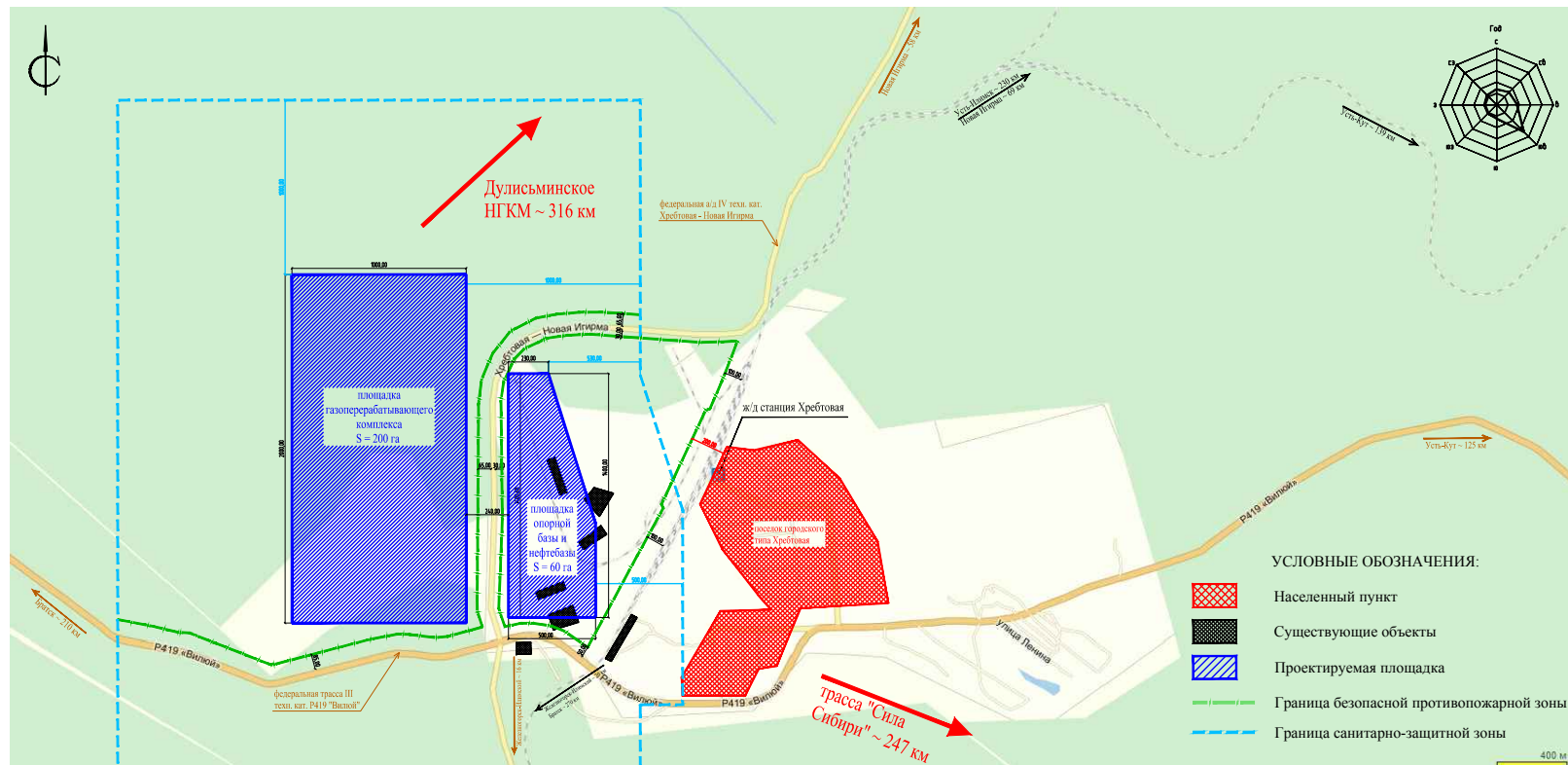
- сложные рельефные и гидрологические условия для нормальной посадки проектируемых площадок.
- необходимо строительства участка ж/д до проектируемых площадок.

Вывод:

данный вариант может быть рассмотрен для размещения проектируемых площадок газоперерабатывающего комплекса.

Вариант размещения около пгт Хребтовая (Железногорск-Илимский)

Ситуационный план размещения площадки
газоперерабатывающего комплекса и опорной нефтебазы
М 1:2000



Преимущества данного варианта:

- наличие развитой сети авто- и железных дорог.
- наличие ж/д отвода непосредственно на площадку опорной нефтебазы.
- наличие федеральной трассы III техн. категории с твердым покрытием до г. Братска и трассы IV техн. кат с твердым покрытием до г. Железногорск-Илимский.
- отсутствие сложных рельефных и гидрологических условий для нормальной посадки проектируемых площадок.

Недостатки данного варианта:

- трасса трубопровода "Сила Сибири" проходит примерно в 247 км от проектируемых площадок.
- более 60 различных собственников на данные земельные участки.

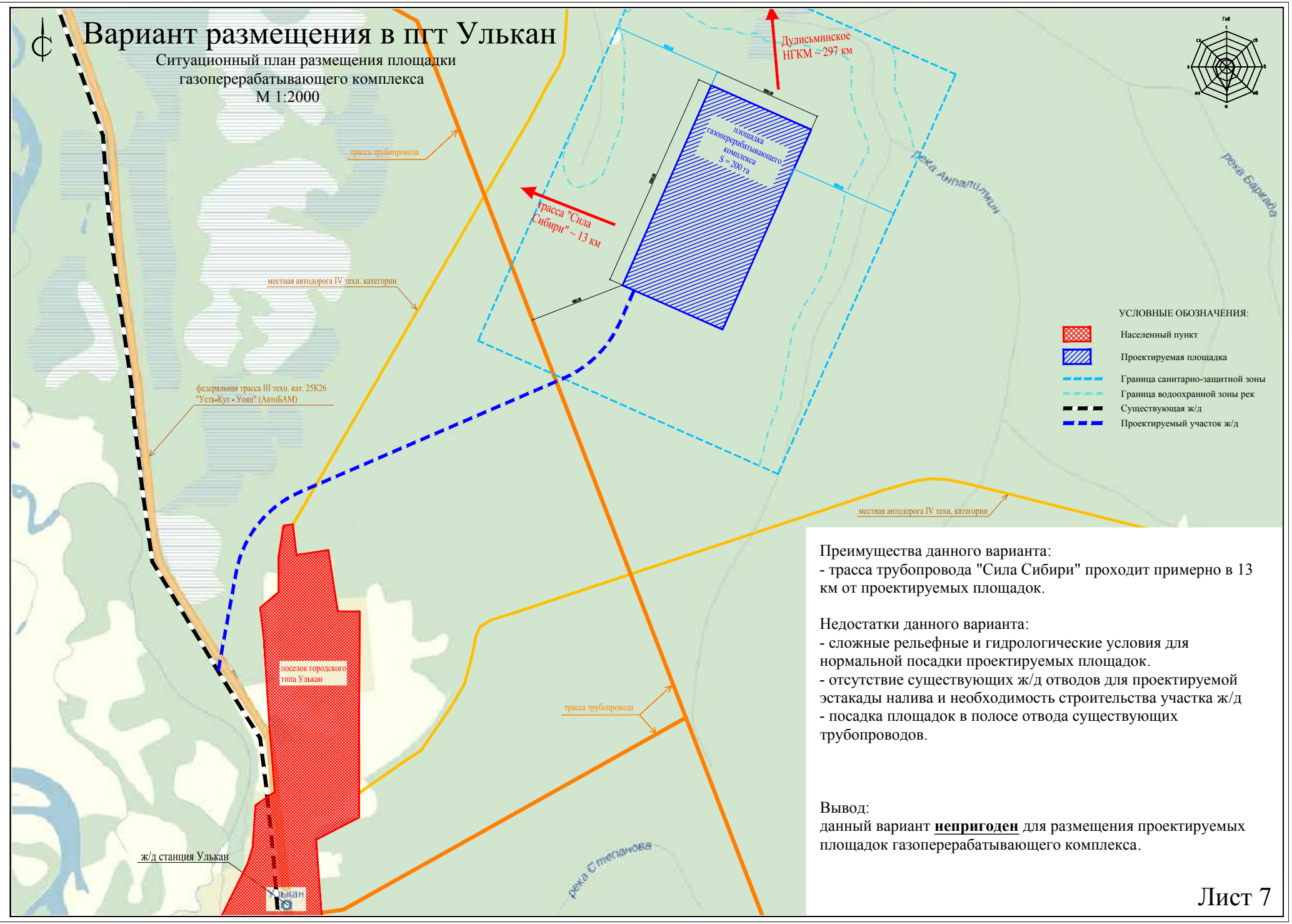
Вывод:

данный вариант наиболее оптимален для размещения проектируемых площадок газоперерабатывающего комплекса и опорной нефтебазы.



Вариант размещения в пгт Улькан

Ситуационный план размещения площадки газоперерабатывающего комплекса
М 1:2000



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

	Населенный пункт
	Проектируемая площадка
	Граница санитарно-защитной зоны
	Граница водоохранной зоны рек
	Существующая ж/д
	Проектируемый участок ж/д

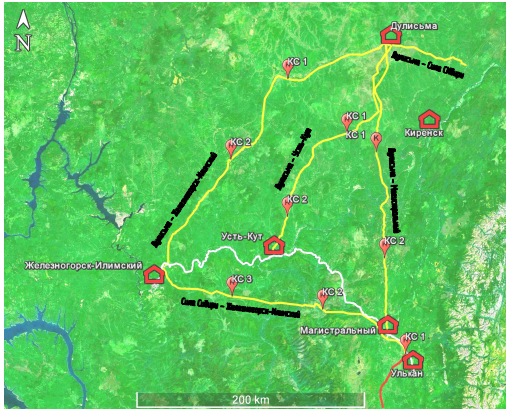
Преимущества данного варианта:
- трасса трубопровода "Сила Сибири" проходит примерно в 13 км от проектируемых площадок.

Недостатки данного варианта:
- сложные рельефные и гидрологические условия для нормальной посадки проектируемых площадок.
- отсутствие существующих ж/д отводов для проектируемой эстакады налива и необходимость строительства участка ж/д
- посадка площадок в полосе отвода существующих трубопроводов.

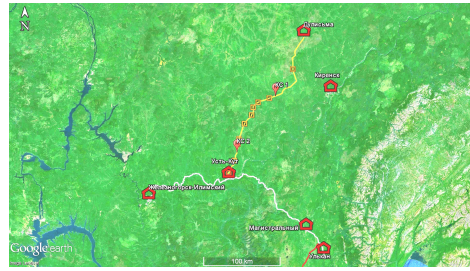
Вывод:
данный вариант **непригоден** для размещения проектируемых площадок газоперерабатывающего комплекса.

Схема расположения трасс газопроводов

Обзорная схема

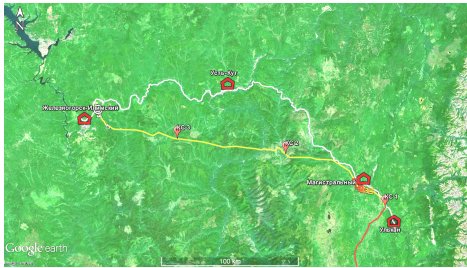


Дулисьма – Усть-Кут



Наименование	Единица измерения	Количество
Протяженность трассы газопровода	км	236
Переходы через водотоки	шт	59
в том числе		
крутые	шт	1
средние	шт	16
малые	шт	42
Пересечения с автодорогами/зимниками	шт	10
в том числе с твердым покрытием	шт	1
Пересечения с просеками	шт	0
Пересечения с нефтепроводами	шт	Не установлено
Пересечения с железными дорогами	шт	0
Линейные компрессорные станции	шт	2
Площадь леса под вырубку	га	472
Объем леса под вырубку	млн м³	4,63
Стоимость аренды земли под полосу отвода	млн руб/год	2,36

МГ «Сила Сибири» – Железногорск-Илимский



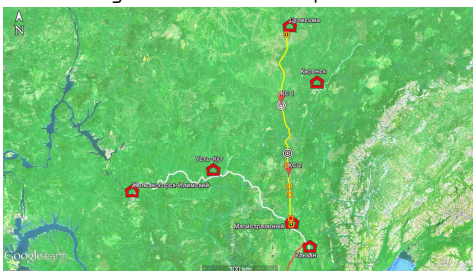
Наименование	Единица измерения	Количество
Протяженность трассы газопровода	км	24,7
Переходы через водотоки	шт	60
в том числе		
крутые	шт	3
средние	шт	35
малые	шт	22
Пересечения с автодорогами/зимниками	шт	7
в том числе с твердым покрытием	шт	4
Пересечения с просеками	шт	6
Пересечения с нефтепроводами	шт	Не установлено
Пересечения с железными дорогами	шт	0
Линейные компрессорные станции	шт	3
Площадь леса под вырубку	га	4,94
Объем леса под вырубку	млн м³	4,84
Стоимость аренды земли под полосу отвода	млн руб/год	2,47

Дулисьма – МГ «Сила Сибири»



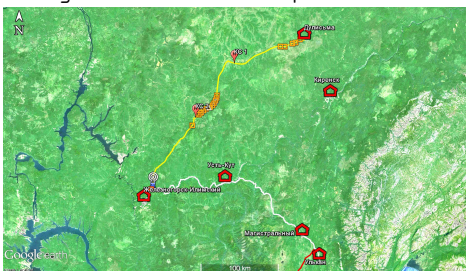
Наименование	Единица измерения	Количество
Протяженность трассы газопровода	км	71
Переходы через водотоки	шт	15
в том числе		
крутые	шт	1
средние	шт	7
малые	шт	7
Пересечения с автодорогами/зимниками	шт	3
в том числе с твердым покрытием	шт	0
Пересечения с просеками	шт	1
Пересечения с нефтепроводами	шт	0
Пересечения с железными дорогами	шт	0
Линейные компрессорные станции	шт	0
Площадь леса под вырубку	га	14,2
Объем леса под вырубку	млн м³	1,39
Стоимость аренды земли под полосу отвода	млн руб/год	0,71

Дулисьма – Магистральный



Наименование	Единица измерения	Количество
Протяженность трассы газопровода	км	268
Переходы через водотоки	шт	82
в том числе		
крутые	шт	2
средние	шт	42
малые	шт	38
Пересечения с автодорогами/зимниками	шт	6
в том числе с твердым покрытием	шт	Не установлено
Пересечения с просеками	шт	Не установлено
Пересечения с нефтепроводами	шт	2
Пересечения с железными дорогами	шт	0
Линейные компрессорные станции	шт	2
Площадь леса под вырубку	га	536
Объем леса под вырубку	млн м³	5,25
Стоимость аренды земли под полосу отвода	млн руб/год	2,68

Дулисьма – Железногорск-Илимский



Наименование	Единица измерения	Количество
Протяженность трассы газопровода	км	316
Переходы через водотоки	шт	103
в том числе		
крутые	шт	3
средние	шт	53
малые	шт	47
Пересечения с автодорогами/зимниками	шт	19
в том числе с твердым покрытием	шт	1
Пересечения с просеками	шт	4
Пересечения с нефтепроводами	шт	1
Пересечения с железными дорогами	шт	1
Линейные компрессорные станции	шт	2
Площадь леса под вырубку	га	632
Объем леса под вырубку	млн м³	6,19
Стоимость аренды земли под полосу отвода	млн руб/год	3,16

Условные обозначения

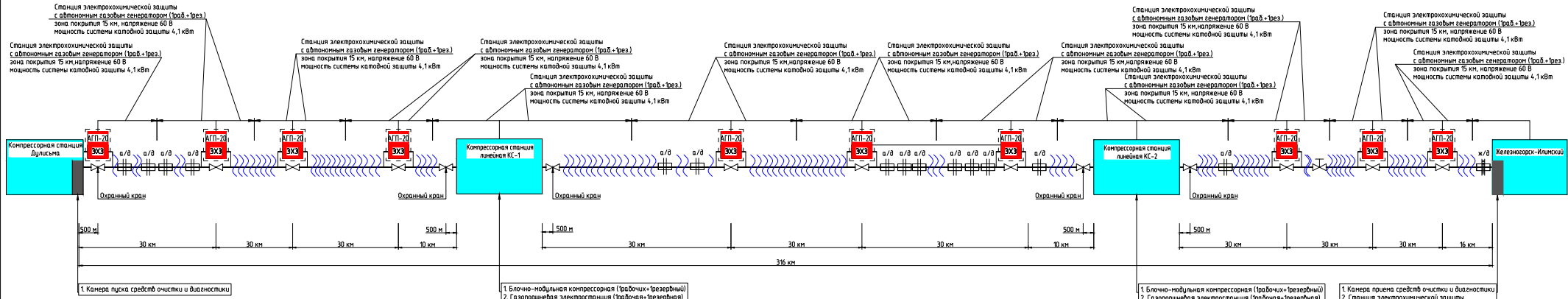
- Линейные компрессорные станции
- Пересечения с грунтовыми автодорогами/зимниками
- Пересечения с автодорогами с твердым покрытием
- Пересечения с просеками
- Пересечения с нефтепроводами
- Пересечение с железными дорогами
- Населенные пункты
- Трасса проектируемого газопровода
- Магистральный газопровод «Сила Сибири»
- Железная дорога

**ОБОСНОВАНИЕ ЦЕН К РЕСУРСНОМУ РАСЧЕТУ КАПИТАЛЬНЫХ
ВЛОЖЕНИЙ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА
ДУЛИСЬМА – ЖЕЛЕЗНОГОРСК-ИЛИМСКИЙ**

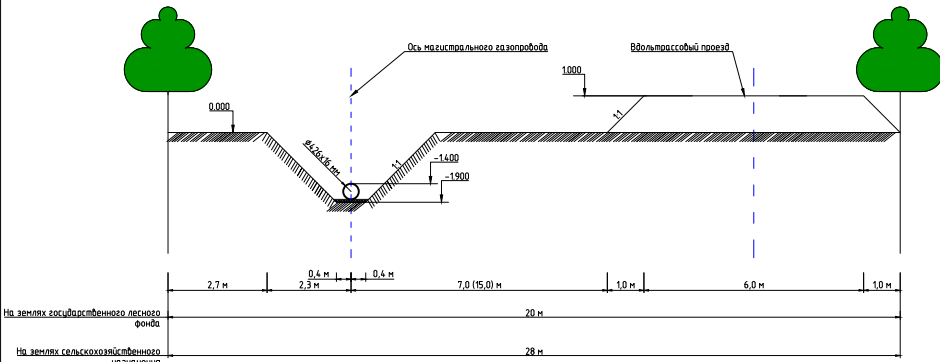
Позиция ресурсного расчета	Обоснование цены
<p>Поз. 4 Трубопровод в заводской изоляции со 100% дефектоскопией диаметром 426 x 16. Цена за 1 км – 15 359 337 руб.</p> <p>Поз. 7 Компрессорная станция (1 раб. + 1 рез. компрессоры) с объектами общезаводского хозяйства (ОЗХ) Ед. измерения - 1 компрессор</p>	<p>Цена за 1 км трубы принята из сметных расчетов, составляемых для подрядчиков сметным отделом ЗАО «Русь – Ойл». Данная цена применялась для определения оценочной стоимости работ на 1 км трассы Дулисьма - Железногорск_Илимский.</p> <p>Данная цена складывается из стоимости компрессора для перекачки 1 млрд. м³/ год 400 млн. руб. (2 компрессора) и стоимости объектов общезаводского хозяйства: обустройство площадки компрессорной станции, основания компрессоров, операторной, хозяйственно-бытового блока, станций электрохимической защиты, склада оперативного ремонтного оборудования, строительно-монтажных работ на площадке компрессорной станции- 100 млн. руб.</p>

Дулисьма – Железногорск-Илимский

L=316 км, диаметр $\Phi 426 \times 16$ мм, расход 2 млрд.м³, давление 6 МПа



Сечение магистрального газопровода



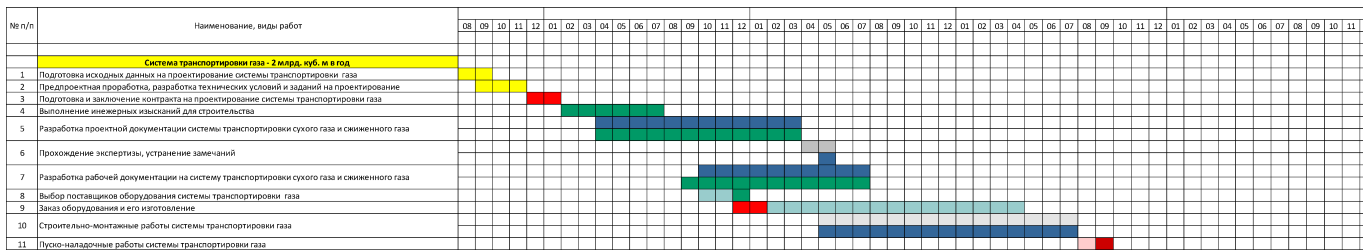
Показатели полосы отвода земель

Наименование	Ед. изм.	Количество
Ширина полосы отвода земель	м	20
Площадь леса под вырубку	га	635
Объем разноразмерной древесины состав	млн м ³	6,19
Стоимость древесины из расчета 500руб/м ³	млрд. руб.	3,095
Стоимость арендной платы из расчета 5000руб/га	млн руб./год	3,16

Перечень сооружений, оборудования и преград магистрального газопровода

Позиция	Наименование	Ед. изм.	Количество
1	Длина	км	316
2	Переходы через водотоки	шт.	103
в том числе:			
2.1	- малые	шт.	47
2.2	- средние	шт.	53
2.3	- крупные	шт.	3
3	Прочие переходы	шт.	25
в том числе:			
3.1	- дорожки	шт.	19
3.2	- просеки	шт.	4
3.3	- нефтепровода	шт.	1
3.4	- железные дорожки	шт.	1
4	Крановые узлы через 30 км	шт.	15
5	Компрессорная станция линейная через 100км	шт.	2
6	Узел запуска/прима средств очистки и диагностики (СОД)	шт.	5
7	Станция электрохимической защиты (ЭХЗ)	шт.	19
8	Автономный газовой генератор АГП-20 (рабочий+резервный)	шт.	20
9	Газопоршневая электростанция (ГПЭС) (рабочий+резервный)	шт.	4
10	Вертолетная площадка	шт.	2

График производства работ



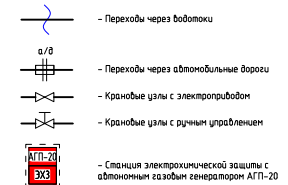
Ресурсный расчет капитальных вложений

№ п/п	Наименование работ и объектов	Ед. изм.	Количество	Стоимость единицы, руб.	Общая стоимость, руб.
1	Вырубка леса (ширина полосы отвода земель – 20 м)	км	316	444 164	140 355 824
2	Автодорожки (ширина поперек 6 м, высота насыпи 1м)	км	316	1 908 432	603 064 512
3	Земляные работы для трубопровода Ду400	км	316	1 780 839	562 745 124
4	Трубопровод в заводской изоляции со 100% дефектоскопией $\Phi 426 \times 16$ мм	км	316	15 359 337	4 853 550 492
5	Наклонно-направленное бурение-переходы средних и крупных водотоков	500 п.м.	29	50 000 000	1 450 000 000
6	Крановые узлы через 30 км	шт.	15	1 244 699	18 670 485
7	Компрессорная станция (1 раб. + 1 рез. компрессора) с объектами объектового хозяйства (ОЗХ)	шт.	2	486 000 000	972 000 000
8	Газопоршневая электростанция	шт.	4	8 400 000	33 600 000
9	Узел запуска/прима средств очистки и диагностики (СОД)	шт.	5	850 247	4 251 235
10	Станция электрохимической защиты (ЭХЗ) с автономными газowymi электростанциями АГП-20	шт.	10	3 469 400	34 694 000
11	Вертолетная площадка	шт.	2	1 200 000	2 400 000
12	Радиорелейная связь	шт.	1	25 000 000	25 000 000
Всего:					8 700 336 712

Примечание

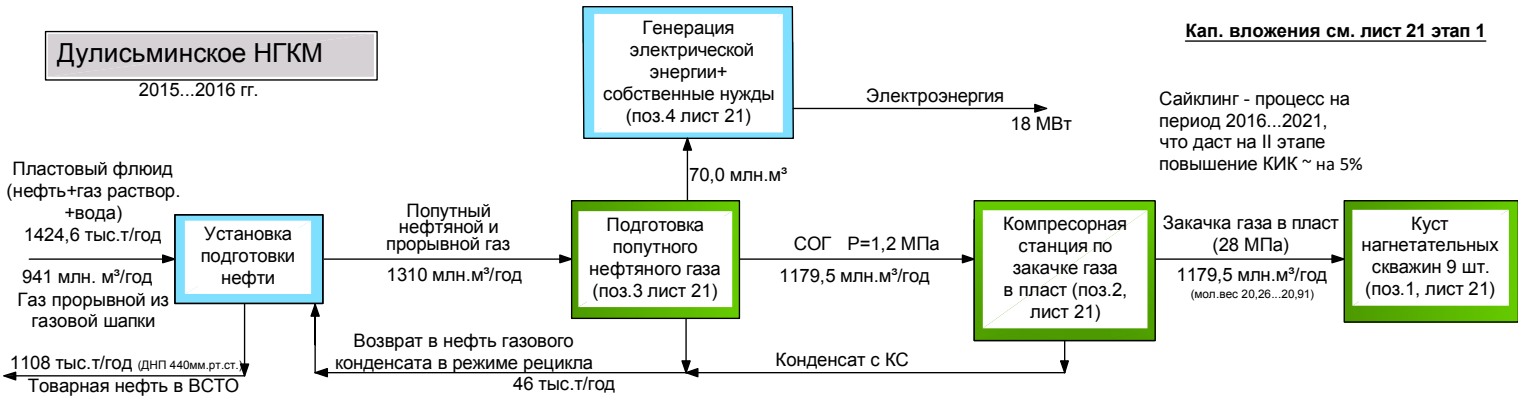
- На каждом крановом узле и площадке компрессорной станции предусматривается установка аварийной свечи рассеивания для сброса газа.
- Для перехода 1 мкрд³ газа на компрессорной станции устанавливается 1 рабочий + 1 резервный компрессор. При увеличении производительности устанавливается второй рабочий компрессор. Для будущего компрессора на компрессорной станции резервируется площадка.
- Срок эксплуатации трубопровода – 25 лет.
- Поставщик автономной установки катодной защиты "Пульсар-АС" завод-изготовитель ООО "Парсек" г. Москва, Зеленоград.

Условные обозначения



БЛОК - СХЕМА УТИЛИЗАЦИИ ГАЗА С ДУЛИСЬМИНСКОГО НГКМ

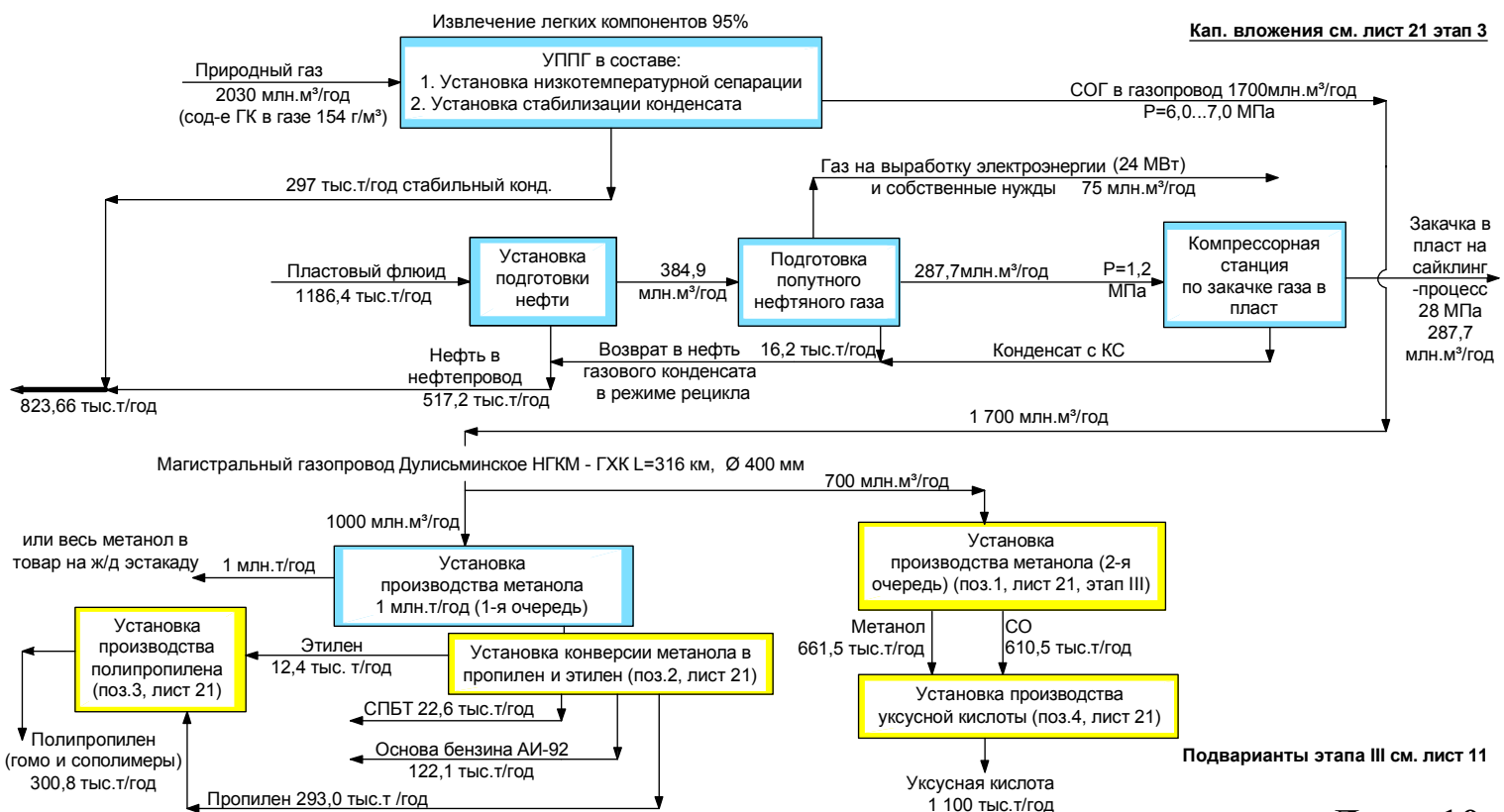
I ЭТАП - ДОБЫЧА И ПЕРЕРАБОТКА 1,3 МЛРД. М³ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО И ПРОРЫВНОГО ГАЗА НА ДУЛИСЬМИНСКОМ НГКМ



II ЭТАП - ДОБЫЧА И ПЕРЕРАБОТКА 2,0 МЛРД. М³ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО И ПРИРОДНОГО ГАЗА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА НА ДУЛИСЬМИНСКОМ НГКМ



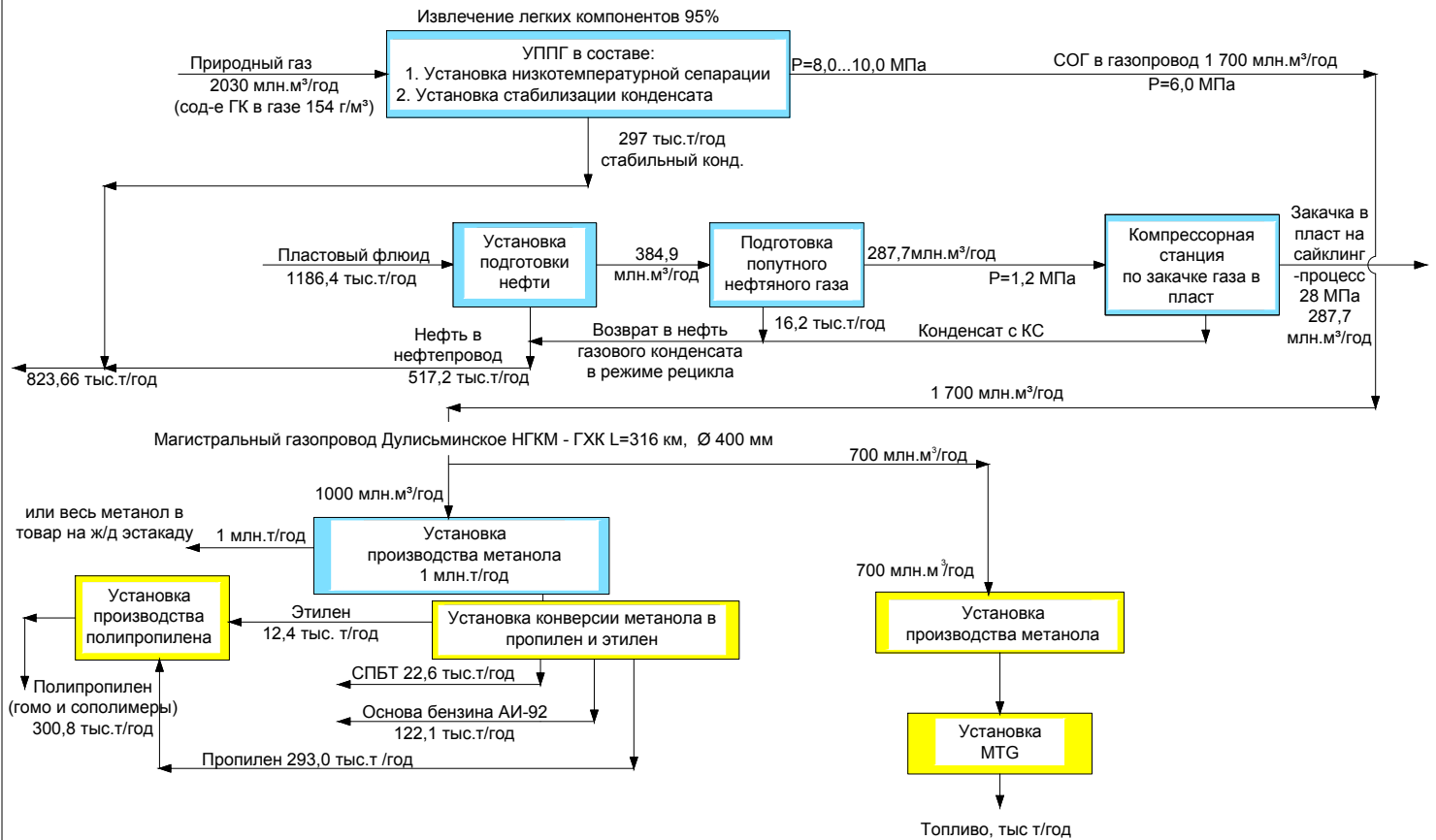
III ЭТАП - ДОБЫЧА И ПЕРЕРАБОТКА 2,0 МЛРД.М³ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ДОБЫЧА 0,4 МЛРД.М³ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА НА ДУЛИСЬМИНСКОМ НГКМ



ПОДВАРИАНТЫ ПЕРЕРАБОТКИ ГАЗА ПО ЭТАПУ III

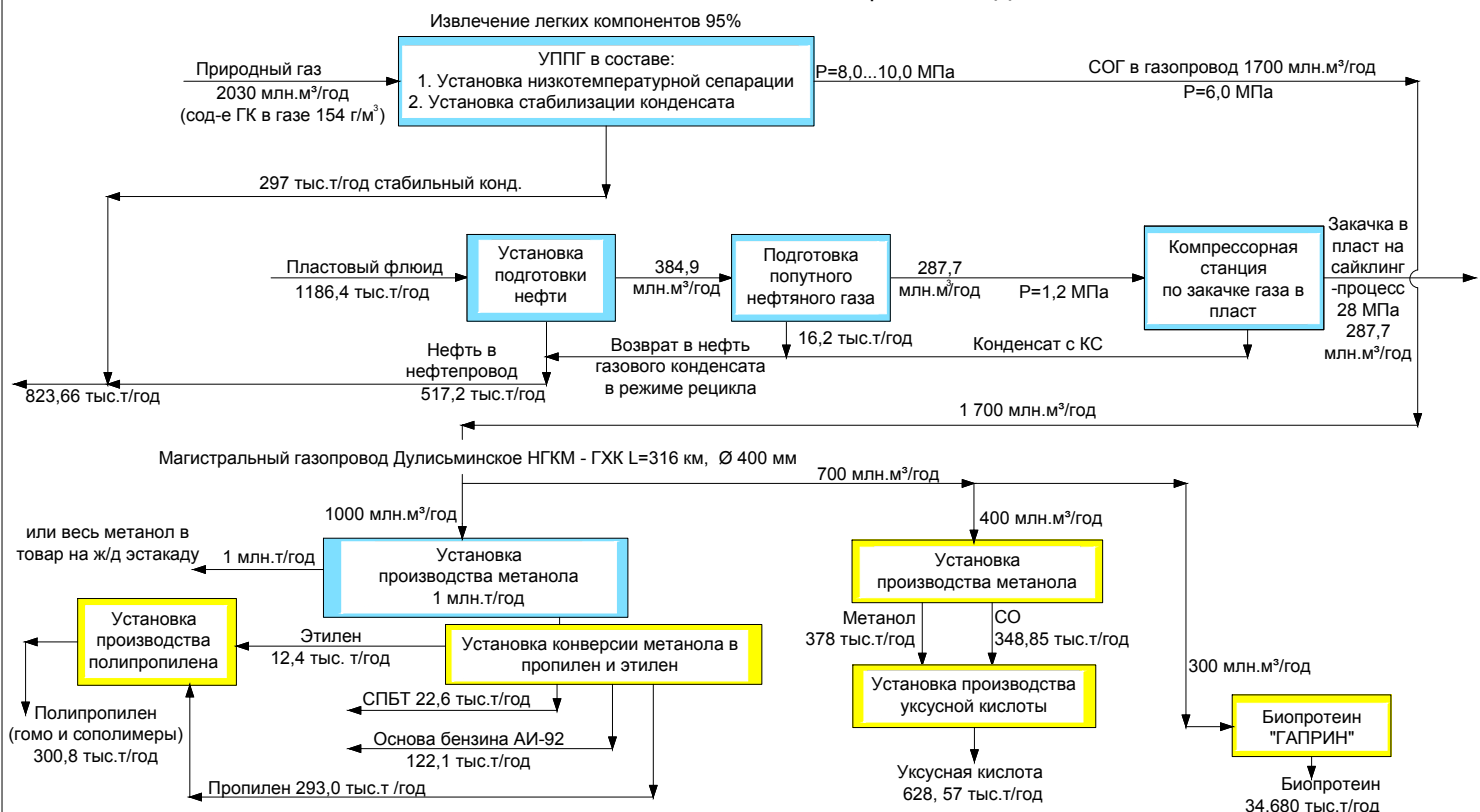
Вариант А этапа III

III ЭТАП - ДОБЫЧА И ПЕРЕРАБОТКА 2,0 МЛРД.М³ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ДОБЫЧА 0,4 МЛРД.М³ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА НА ДУЛИСЬМИНСКОМ НГКМ



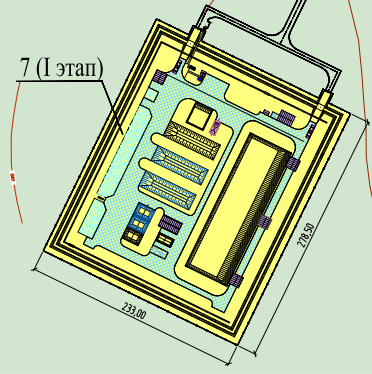
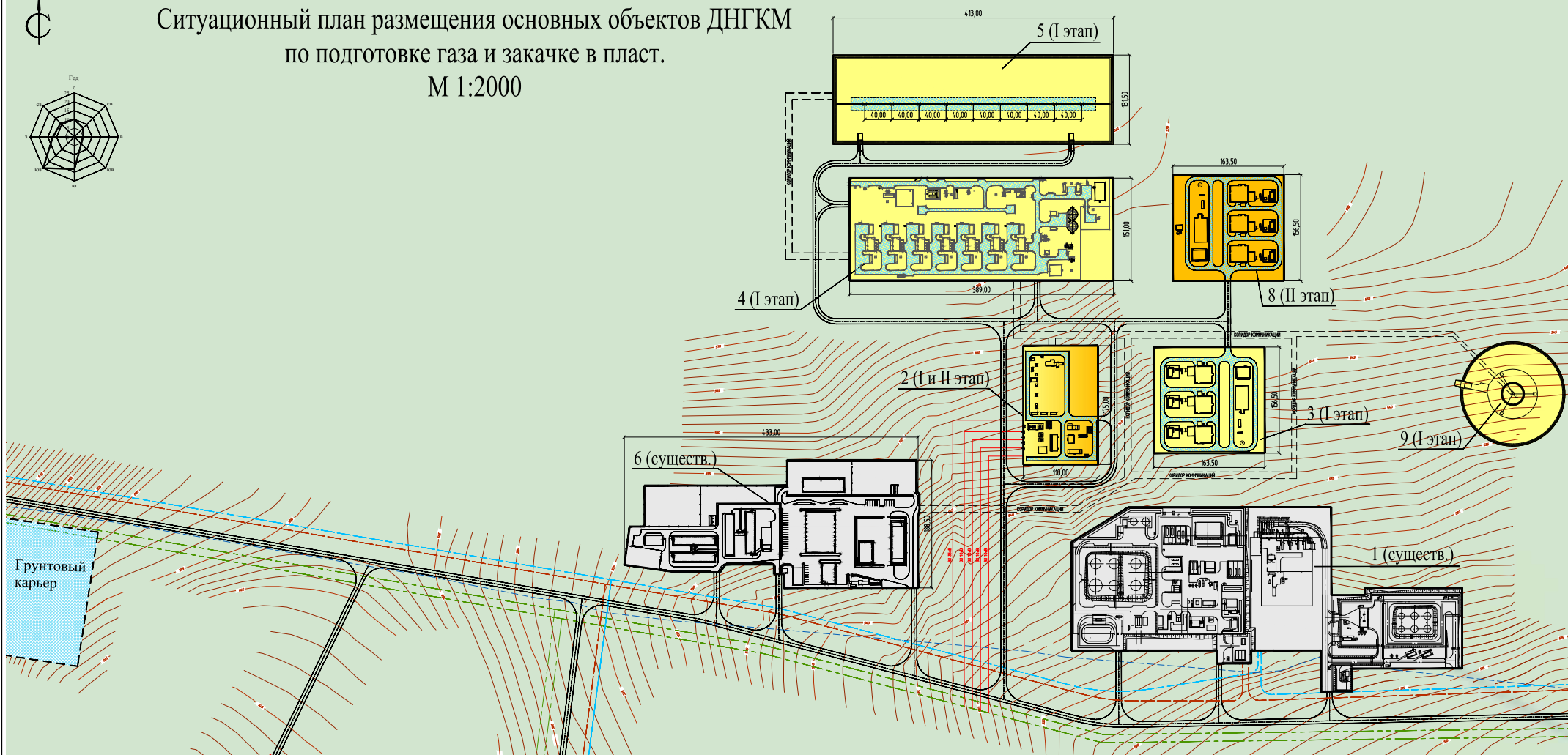
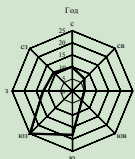
Вариант Б этапа III

III ЭТАП - ДОБЫЧА И ПЕРЕРАБОТКА 2,0 МЛРД.М³ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ДОБЫЧА 0,4 МЛРД.М³ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА НА ДУЛИСЬМИНСКОМ НГКМ





Ситуационный план размещения основных объектов ДНГКМ
по подготовке газа и закачке в пласт.
М 1:2000

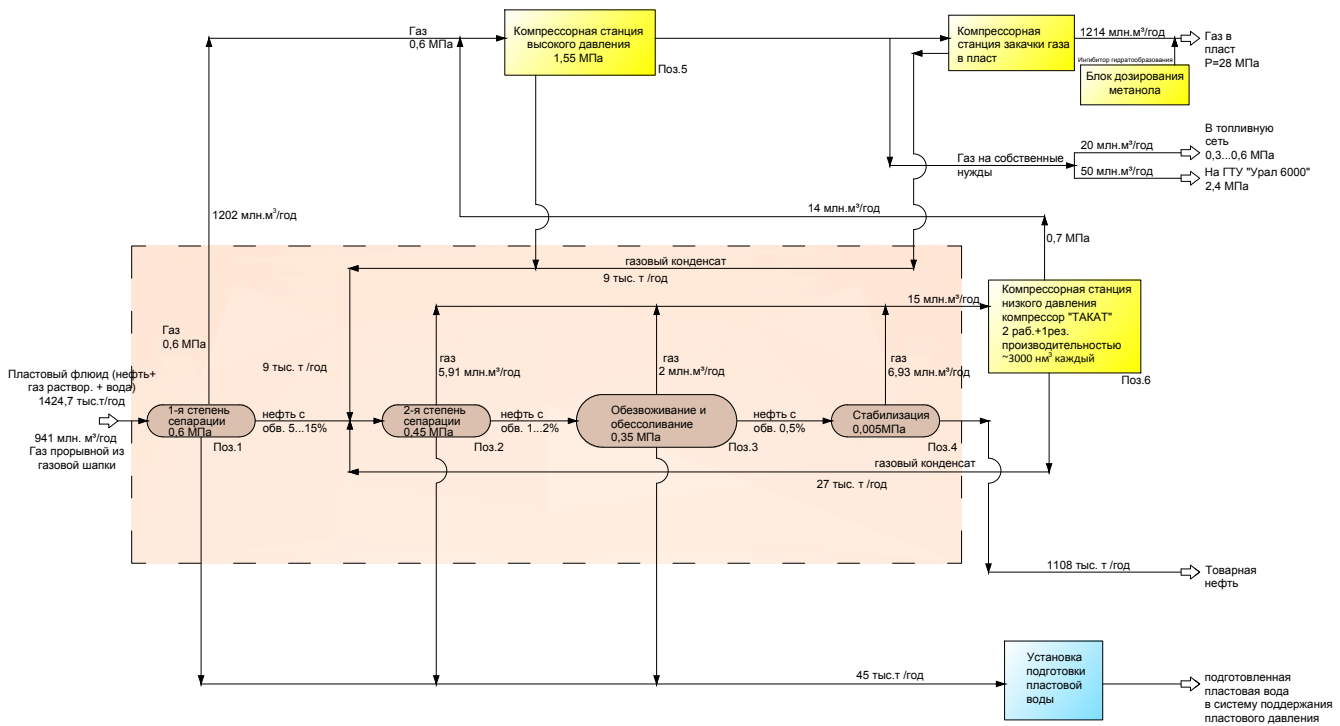


Экспликация площадок

Номер на плане	Наименование	Площадь, м ²	Примечание
	Объекты намечаемые для проектирования и строительства		
1	УПН и склад ГСМ	104300	Существующая
2	Энергоцентр (новый на 4 ГТУ, 24 МВт)	19250	I и II этапы
3	Установка подготовки газа для закачки в пласт	25600	I этап
4	Газокомпрессорная станция (ГКС)	58740	I этап
5	Куст газоагнетательных скважин (9 шт.)	50750	I этап
6	ВЖК и ОБП	57600	Существующая
7	Полигон ТВО	64900	I этап
8	Установка подготовки природного газа	25600	II этап
9	Факельная установка	18700	I этап

I ЭТАП. БЛОК - СХЕМА УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ ПОПУТНОГО ГАЗА (УППГ) ДЛЯ ЗАКАЧКИ В ПЛАСТ - КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ И КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ НА ДУЛИСЬМИНСКОЙ НГКМ

(СВОДНЫЙ РЕСУРСНЫЙ РАСЧЁТ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ СМ. I ЭТАП, ПОЗ. 3, ЛИСТ 21)



Условные обозначения

- оборудование существующей установки подготовки нефти (УПН)
- новое оборудование по первому этапу для утилизации газа

ЭКСПЛИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ УППГ

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ	ЕД.	КОЛ-ВО	ЦЕНА ЕДИНИЦЫ ОБОРУДОВАНИЯ, МЛН. РУБ	СТОИМОСТЬ (МЛН.РУБ) (в т.ч. НДС)
1	Сепаратор (1-я степень сепарации)	шт.	1	-	сущ.
2	Сепаратор (2-я степень сепарации)	шт.	1	-	сущ.
3	Электродегидратор	шт.	1	-	сущ.
4	Буферная емкость	шт.	1	-	сущ.
5	Компрессорная станция высокого давления "Казанькомпрессормаш"	шт.	3	160,000	480,000
6	Компрессорная станция низкого давления "ТАКАТ", т.ч. насосное оборудование, КИПиА	шт.	2	106,700	213,400

ИТОГО* 693, 400 млн.руб

* - расчет выполнен по данным компании "Казанькомпрессормаш"

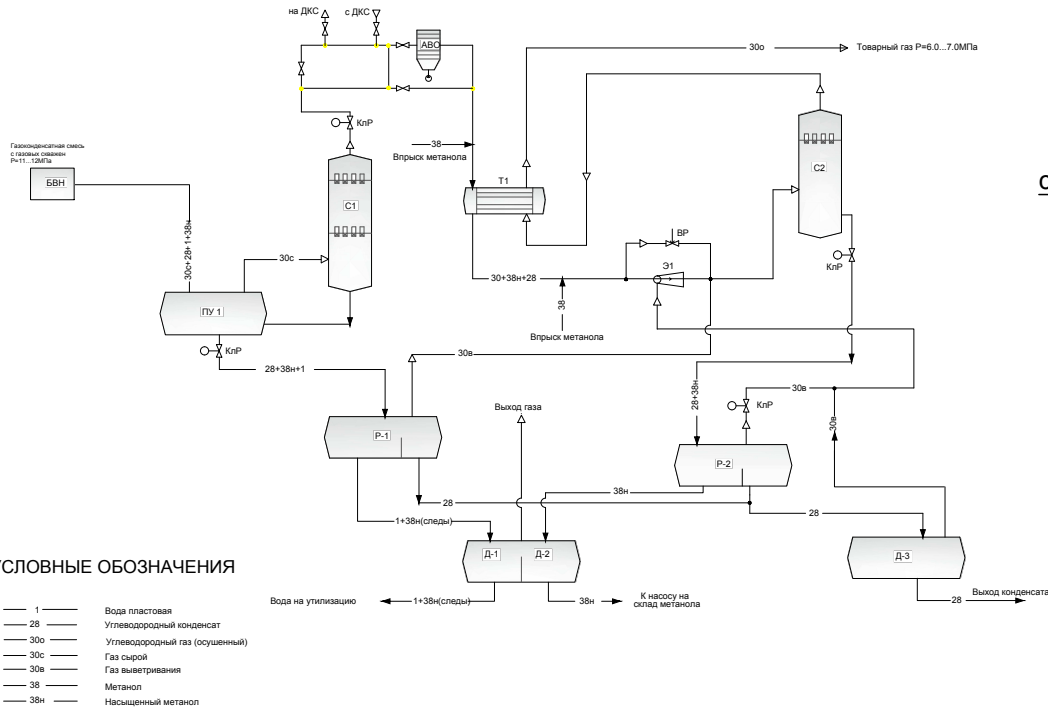
РЕСУРСНЫЙ РАСЧЕТ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ ПО КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ (КС) ПО ЗАКАЧКЕ ГАЗА В ПЛАСТ

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОДУКЦИИ	ЕД.ИЗМ.	КОЛ-ВО В ЕД.ИЗМ.	ОБЩАЯ ЦЕНА, РУБ. С НДС
ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ. КОМПРЕССОРНЫЙ АГРЕГАТ				
1	Компрессор Arjel JGD 6 и Газопоршневой двигатель Caterpillar 3613	шт.	7	1 200 000 000,00
2	Рама компрессора и двигателя	шт.	7	
3	Вспомогательная рама агрегата	шт.	7	
4	Сепарационное оборудование	компл.	7	
5	Аппарат воздушного охлаждения газа	шт.	7	
6	Аппарат воздушного охлаждения жидкости	шт.	7	
7	Электрооснабжение, кабельные трассы	компл.	7	
8	Трубопроводная арматура	компл.	7	
9	Оборудование КИП	компл.	7	
10	АСУ ТП	шт.	7	
ИТОГО				1 200 000 000,00
ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СДАЧИ ОБЪЕКТА КС				
11	Укрытие (конструкция) компрессорного агрегата, инженерные сети и коммуникации укрытий для компрессорных установок	компл.	7	204 000 000,00
14	Инструменты и приспособления монтажные	компл.	1	1 200 000,00
15	Упаковка, таможенное оформление и доставка до места поставки			199 000 000,00
ИТОГО				404 200 000,00
ПРОЕКТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЧАСТИ КС				
16	Проектирование технологической части компрессорной станции в соответствии с заданием на проектировании			30 000 000,00
ИТОГО проектирование и поставка основного и вспомогательного оборудования				1 634 200 000,00
УСЛУГИ МР, ПНР, ШМР, ДЛЯ СДАЧИ ОБЪЕКТА КС				
17	Монтажные работы технологического оборудования КС, коммуникаций, трубопроводов, укрытий, всех внутренних инженерных систем и вспомогательного оборудования			93 600 000,00
18	ПНР и шефмонтаж			40 800 000,00
ИТОГО МР, ПНР, ШМР для сдачи объекта КС "под ключ"				134 400 000,00
ИТОГО* ПОЛНАЯ СТОИМОСТЬ ПОСТАВКИ ОБОРУДОВАНИЯ, ПРОЕКТИРОВАНИЯ, ШМР, ПНР, РУБЛЕЙ С НДС				1 768 600 000,00

* - данные предоставлены компанией, Китай

СХЕМА ПРИНЦИПАЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ ГАЗА (1-Я, 2-Я НИТКА)

(СВОДНЫЙ РЕСУРСНЫЙ РАСЧЁТ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ СМ. II ЭТАП, ПОЗ. 2, ЛИСТ 21)



Экспликация оборудования установки низкотемпературной сепарации газа (для одной нитки)

Позиция и обозначения	Наименование	Кол.	Стоимость, руб.
ПУ-1	Сборник жидкости	2	23 000 000
С-1	Сепаратор	2	25 000 000
Т-1	Блок теплообменника "газ-газ"	2	19 000 000
С-2	Блок низкотемпературного сепаратора	2	15 000 000
АВО	Аппарат воздушного охлаждения	2	18 000 000
Э-1	Блок эжекторов	2	3 000 000
Р-1	Блок разделителя	2	14 000 000
Р-2	Блок разделителя	2	14 000 000
Н-1	Блок насоса подачи метанола	2	8 000 000
Д/ДЗ	Блок дегазатора	2	16 000 000
Итого			155 000 000

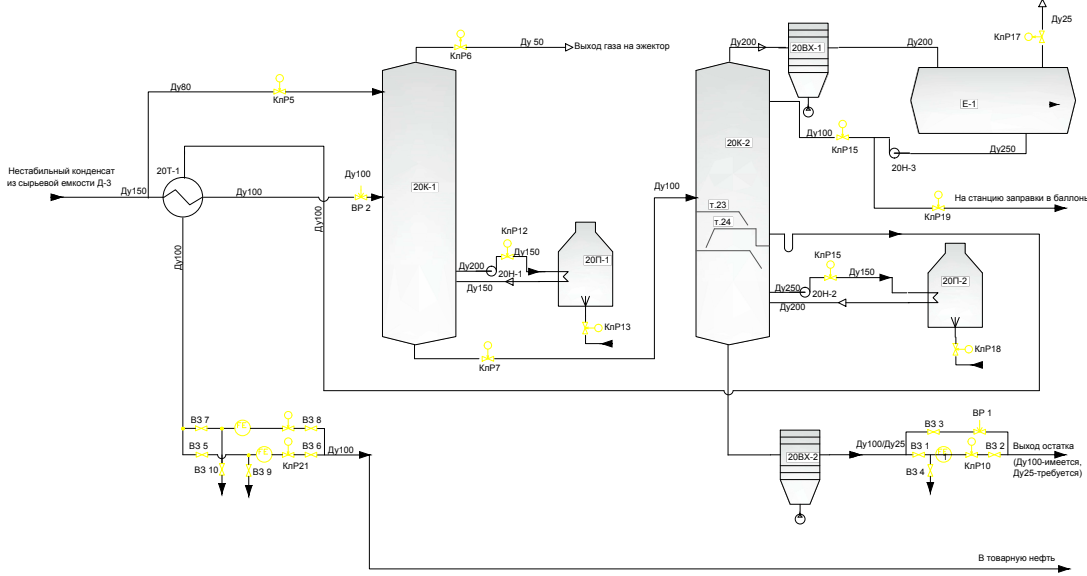
Необходимо строительство двух ниток. Соответственно стоимость технологического оборудования установки низкотемпературной сепарации газа составит 310 000 000 рублей.

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- 1 — Вода пластовая
- 28 — Углекислотный конденсат
- 30с — Углекислотный газ (осушенный)
- 30с — Газ сырой
- 30в — Газ выветривания
- 38 — Метанол
- 38н — Насыщенный метанол

ПРИНЦИПАЛЬНАЯ СХЕМА УСТАНОВКИ СТАБИЛИЗАЦИИ КОНДЕНСАТА (общая)

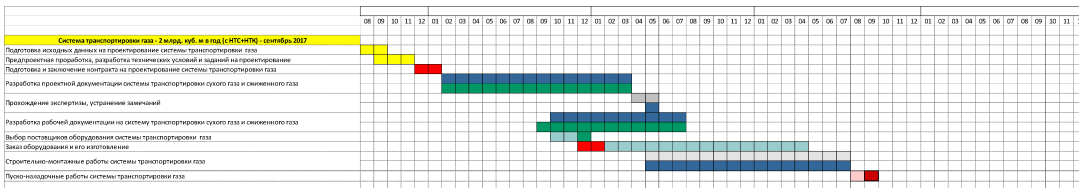
(СВОДНЫЙ РЕСУРСНЫЙ РАСЧЁТ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ СМ. II ЭТАП, ПОЗ. 3, ЛИСТ 21)



Экспликация оборудования Установки стабилизации конденсата

Позиция и обозначения	Наименование	Кол.	Стоимость, руб.
Д-3	Блок дегазатора	1	14 000 000
АВО	Аппарат воздушного охлаждения	1	14 000 000
БВН	Блок входных ниток	1	19 000 000
20Т-1	Теплообменник	1	10 000 000
20К-1.2	Колонна стабилизации	2	60 000 000
20Т-1.2	Печь нагрева кубового остатка	2	14 000 000
20ВХ-1.2	Воздушный холодильник	2	28 000 000
Е-1	Емкость сбора рефлюкса	2	1 600 000
20Н-1.2	Насос кубового остатка	2	1 000 000
20Н-3	Насос орошения	2	1 000 000
Итого			162 600 000

ГРАФИК ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ



Стоимость объектов оценки

№ п/п	Наименование объектов оценки	Стоимость, рублей
1	Технологическое оборудование	472 600 000
2	Металлоконструкции	20 700 000
3	Запорная арматура	39 900 000
4	Оборудование КИП	66 400 000
5	Трубопроводная обвязка	88 400 000
6	Генерация электроэнергии, 15МВт	30 900 000
7	Электротехническое оборудование	37 000 000
Итого*		755 900 000

* данные предоставлены компанией ЦКБН г.Польдьск

Методика расчета стоимости инвестирования в строительство установок НТС и стабилизации конденсата (УСК) — основывается на оценочной стоимости всех видов оборудования установки с учетом коэффициента строительства объектов общезаводского хозяйства $k=1,5$.
Стоимость оборудования установок, запорной и регулирующей арматуры, приборов КИП/А, систем энергообеспечения составляет **755 900 000** рублей.
Стоимость инвестирования в строительство установок НТС и УСК с учетом объектов общезаводского хозяйства составит **1 133 850 000** рублей.

ЭТАП II. УСТАНОВКА ПО ПРОИЗВОДСТВУ МЕТАНОЛА
(СВОДНЫЙ РЕСУРСНЫЙ РАСЧЕТ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ СМ. 1-Я ОЧЕРЕДЬ II ЭТАПА, ПОЗ. 4, ЛИСТ 21)

СХЕМА №1

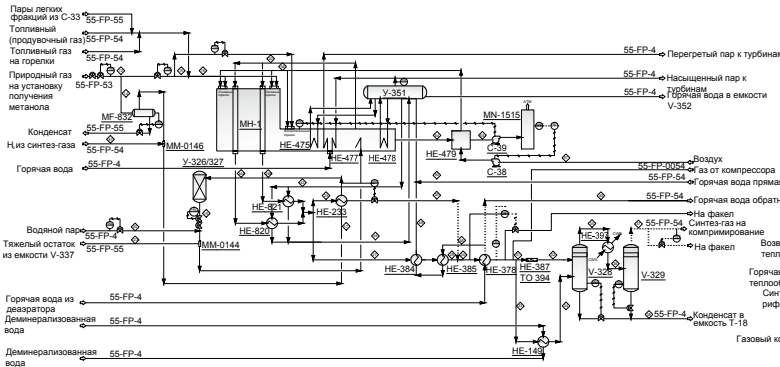


СХЕМА №2

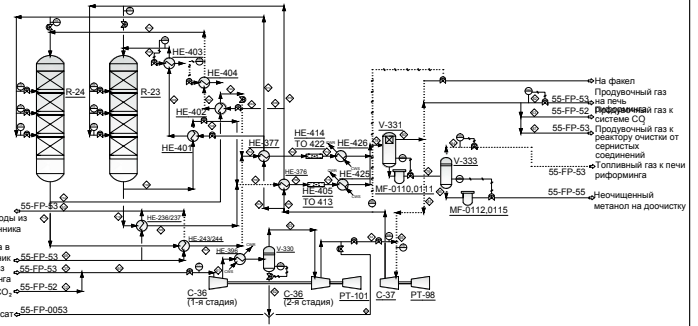
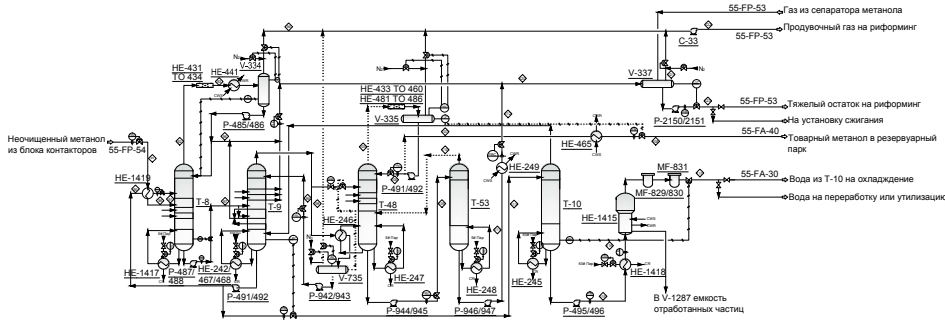


СХЕМА №3



Экспликация оборудования (начало)

Позиция и обозначение	Наименование	Кол.	Стоимость, руб.	Примечание
MF-832	Сепаратор входного газа	1	30 331 760	
V-326/327	Емкость входного газа на десульфирование	2	60 665 520	
HE-384/385	Нагреватель питательной воды	2	163 668 006	
V-351	Сборник парового конденсата	1	30 331 760	
HE-378	Преобразователь "газ-горячая вода"	1	24 510 000	
HE-479	Нагреватель воздуха	1	44 587 358	
C-38	Воздуходувка	1	196 080	
C-39	Вытяжной вентилятор	1	196 080	
HE-149	Нагреватель воды	1	40 850 000	
HE-387, TO 394	АВО синтез-газа	1	20 270 074	
V-328	Первичный сепаратор синтез-газа	1	9 010 410	
V-329	Вторичный сепаратор синтез-газа	1	91 901 389	
HE-397	Промежуточный теплообменник охлаждения газа	1	11 067 758	
MM-1515	Дымовая труба	1	4 902 000	
MN-1	Печь риформинга	1	5 334 831 196	
HE-820/821	Теплообменник газ/пар	2	66 769 288	
HE-233	Теплообменник газ/газ	1	44 587 358	
HE-475	Теплообменник	1	40 015 379	
HE-477	Генератор пара	1	34 150 273	
HE-381	Нагреватель газа	1	80 792 651	
HE-478	Нагреватель воды отходящими газами печи	1	85 815 255	
HE-1419	Теплообменник нагрева неочищенного метанола	1	447 446 204	
Итого			6 676 893 799	

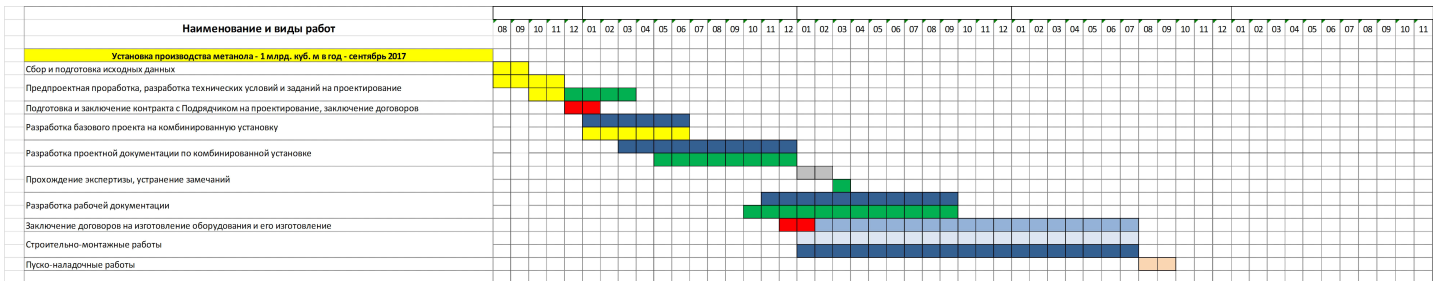
Экспликация оборудования (продолжение)

Позиция и обозначение	Наименование	Кол.	Стоимость, руб.	Примечание
T-8	Колонна легких фракций	1	4 835 238	
HE-431, TO 434	АВО паров колонны T-8	1	20 270 074	
HE-441	Конденсатор паров колонны T-8	1	20 270 074	
V-334	Сепаратор	1	30 331 760	
T-9	Колонна тяжелых фракций	1	6 150 523	
HE-246, 247	Ребоилер	2	156 184 393	
T-48	Колонна	1	5 075 892	
HE-481, TO 486	АВО колонны T-48	2	81 080 296	
HE-443, TO 460	АВО колонны T-48	2	81 080 296	
V-335	Сепаратор отходящих паров	1	11 067 758	
V-337	Емкость тяжелого остатка	1	40 850 000	
C-33	Компрессор отходящих газов	1	87 384 367	
T-10	Отдушка воды из отпарной колонны	1	298 288 832	
P-495, 496	Насос отвода отпариваемой воды из колонны	2	137 391 977	
HE-245	Ребоилер колонны T-10	1	19 803 121	
HE-1415	Аппарат дополнительной очистки воды	1	51 060 075	
HE-242, 467, 468	Ребоилер колонны T-9	3	19 771 727	
P-491, 492	Циркуляционный насос воды	2	18 951 490	
P-942, 943	Насос орошения	2	60 950 728	
V-735	Сепаратор отходящих паров от T-9 после охлаждения	1	11 067 758	
P-944, 945	Насос кубового остатка колонны T-48	2	13 440 744	
P-489, 490	Насос орошения	2	62 055 931	
Итого			1 156 291 758	

Экспликация оборудования (окончание)

Позиция и обозначение	Наименование	Кол.	Стоимость, руб.	Примечание
T-53	Отпарная колонна метанола	1	286 288 632	
HE-248	Ребоилер отпарной колонны	1	156 184 393	
P-946, 947	Насос кубового остатка отпарной колонны	2	904 375	
HE-249	Теплообменник	1	44 587 358	
HE-465	Теплообменник охлаждения товарного метанола	1	44 857 358	
R-23, 24	Контактор метанола	2	60 675 097	
HE-243, 244	Рекуперативный теплообменник	4	40 540 148	
HE-236, 237	Теплообменник нагрева	2	44 857 358	
HE-403, 404	Теплообменник нагрева	2	49 020 000	
HE-401, 402	Нагреватель газа в контакторы	2	49 020 000	
C-36	Компрессор	1	106 556 757	
HE-398	Охладитель газа	1	20 270 074	
V-330	Сепаратор газовый	1	30 331 761	
HE-376, 377	Нагреватель газа в контакторы	2	49 020 000	
C-37	Компрессор газа редуцирования	1	66 017 527	
PT-98	Турбина компрессора газа рециркуляции	1	21 688 740	
V-331	Сепаратор газометанольной смеси	1	60 663 528	
V-333	Сепаратор неочищенного метанола	1	453 730 425	
HE-405, TO 422	АВО неочищенного метанола	1	24 510 000	
PT-98	Газовая турбина	1	57 883 306	
HE-425, 426	Конденсатор неочищенного метанола	2	20 270 074	
Итого			1 554 857 111	

График производства работ



Стоимость объектов оценки

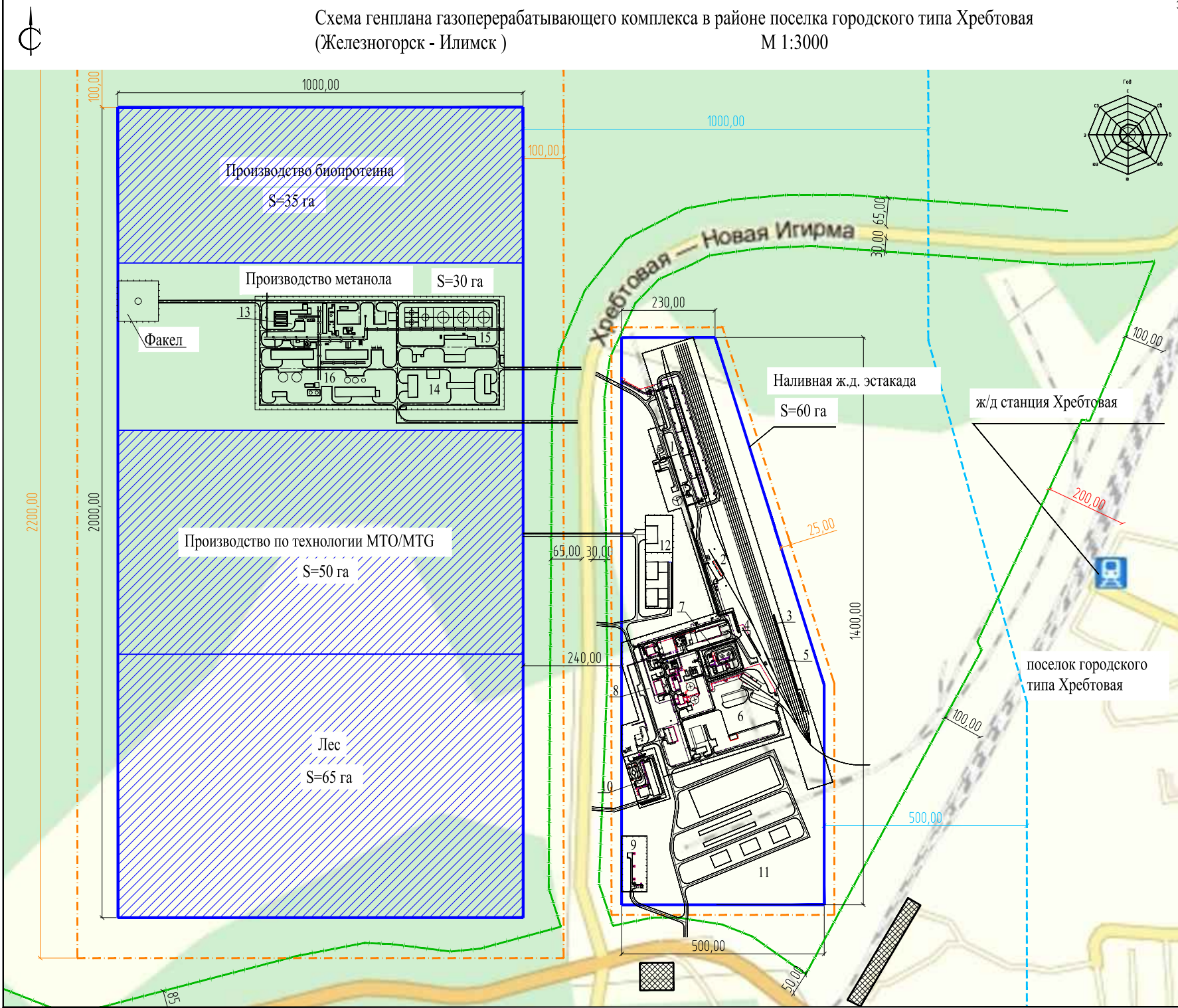
№ п/п	Наименование объектов оценки	Стоимость, рублей
1	Технологическое оборудование	9 388 042 668
2	Металлоконструкции	270 000 000
3	Запорная арматура	200 880 000
4	Оборудование КИП	334 800 000
5	Трубопроводная обвязка	495 000 000
6	Генерация электроэнергии, 12МВт	432 000 000
7	Электротехническое оборудование	522 000 000
Итого*		11 642 722 668

Методика расчета стоимости инвестирования в строительство установки получения метанола – основывается на оценочной стоимости всех видов оборудования установки с учетом коэффициента строительства объектов общезаводского хозяйства $k=2,5$.
Стоимость оборудования установки получения метанола, запорной и регулирующей арматуры, приборов КИП, систем энергообеспечения составляет **11 642 722 668** рублей. Стоимость инвестирования в строительство установки получения метанола из 1 млрд. м³ газа в год с учетом объектов общезаводского хозяйства составит **29 106 931 670** рублей.

* данные предоставлены Caspian Engineering Company

Схема генплана газоперерабатывающего комплекса в районе поселка городского типа Хребтовая
(Железнодорожск - Илимск) М 1:3000

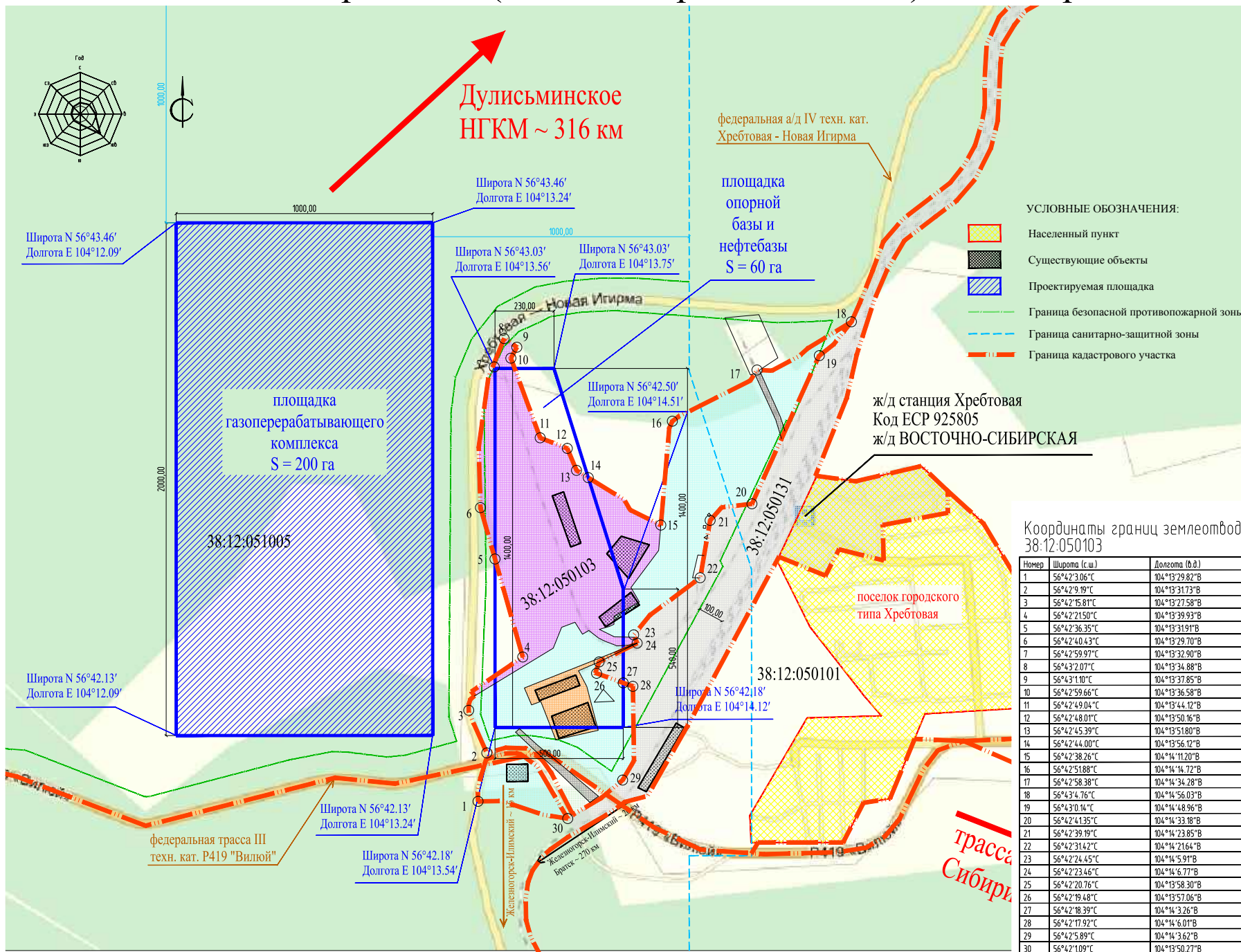
Экспликация зданий и сооружений наливной жд эстакады



№ п/п	Наименование
1	Наливная эстакада Арметный узел на входе на ж.д. эстакаду с дренажом емкость Наливная эстакада Противопожарный резервуар Аварийная наливная эстакада, Трансформаторная подстанция, КНС производственно-дрезовых стоков Площадка утилизации стоков эстакады Объём Промышлен
2	Эстакада для слива неисправных цистерн Эстакада для слива неисправных цистерн Площадка слива на неисправных цистерн КНС производственно-дрезовых стоков
3	Смотровая эстакада порожних цистерн
4	Пункт ремонта и подготовки цистерн
5	Железнодорожные весы
6	Площадка разгрузки Пункт технического обслуживания локомотивов Эксплуатационный цех с цехом ремонта КИП/И Склад
7	Очистные сооружения Постанов-отстойник КНС для наружных стоков Шламонакопитель Емкость улавливания нефтепродуктов Насосная станция стоков
8	Помощно-вспомогательная зона Установка приготовления и нагрева теплоносителя Помещение круглообойной сборки оборудования Воздушная компрессорная станция с блоком получения азота РУ 10 кВ, Трансформаторная подстанция Двигательная электростанция Видеонаблюдение Железнодорожный цех Центральная диспетчерская управления Насосная противопожарная водоснабжения Резервуар противопожарного запаса воды Гараж Противопожарное укрытие Газоопасная служба Железнодорожный цех Склад огнеупорных средств
9	Площадка водоподготовки Установка водоподготовки с насосной вторичной подачей Резервуар запашечного запаса воды Архивация №1 Архивация №2 Архивация №3
10	Административная зона Административный-бытовой корпус Складская зона Монтажный цех Склад, 3 шт. Открытая площадка хранения оборудования Рама, 2 шт.
11	Складская зона Склад, 3 шт. Открытая площадка хранения оборудования Рама, 2 шт.
12	Пожарное депо
13	Установка производства метанола Отделение сероочистки Отделение рифоринга Компрессорная Отпараивание метилового конденсата Отделение синтеза Отделение дегидрирования, Наружная установка Теплообменная колонна Узел приема-выпуска котловых продувок Станция пожаротушения Объём Установка приготовления горячей воды и параотпараива. Сбор парового конденсата.
14	Административная часть Центральная зорборная лаборатория Центральный пункт управления КИП Гараж
15	Резервуарный парк Насосная станция Узел зрорборной маркировки Склад запашечного Станция пожаротушения Дренажная емкость Резервуар метанола-серии Резервуар метанола-рециркулянта Резервуар тольварного метанола Площадка временного хранения отстойков
16	Помощно-вспомогательная зона Здание вспомогательных систем Резервуары противопожарного запаса воды Водоподготовка Емкости кислот и щелочей Резервуар аммиачной воды Резервуар метилового конденсата Воздухоочистительный цех Насосная станция бытовых стоков Насосная станция хозяйственных стоков Емкость промышленных стоков с насосной станцией

Ситуационный план размещения площадки газоперерабатывающего комплекса около пгт Хребтовая (Железногорск-Илимский) с кадастровым планом

38:12:050103



- УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:**
- Населенный пункт
 - Существующие объекты
 - Проектируемая площадка
 - Граница безопасной противопожарной зоны
 - Граница санитарно-защитной зоны
 - Граница кадастрового участка

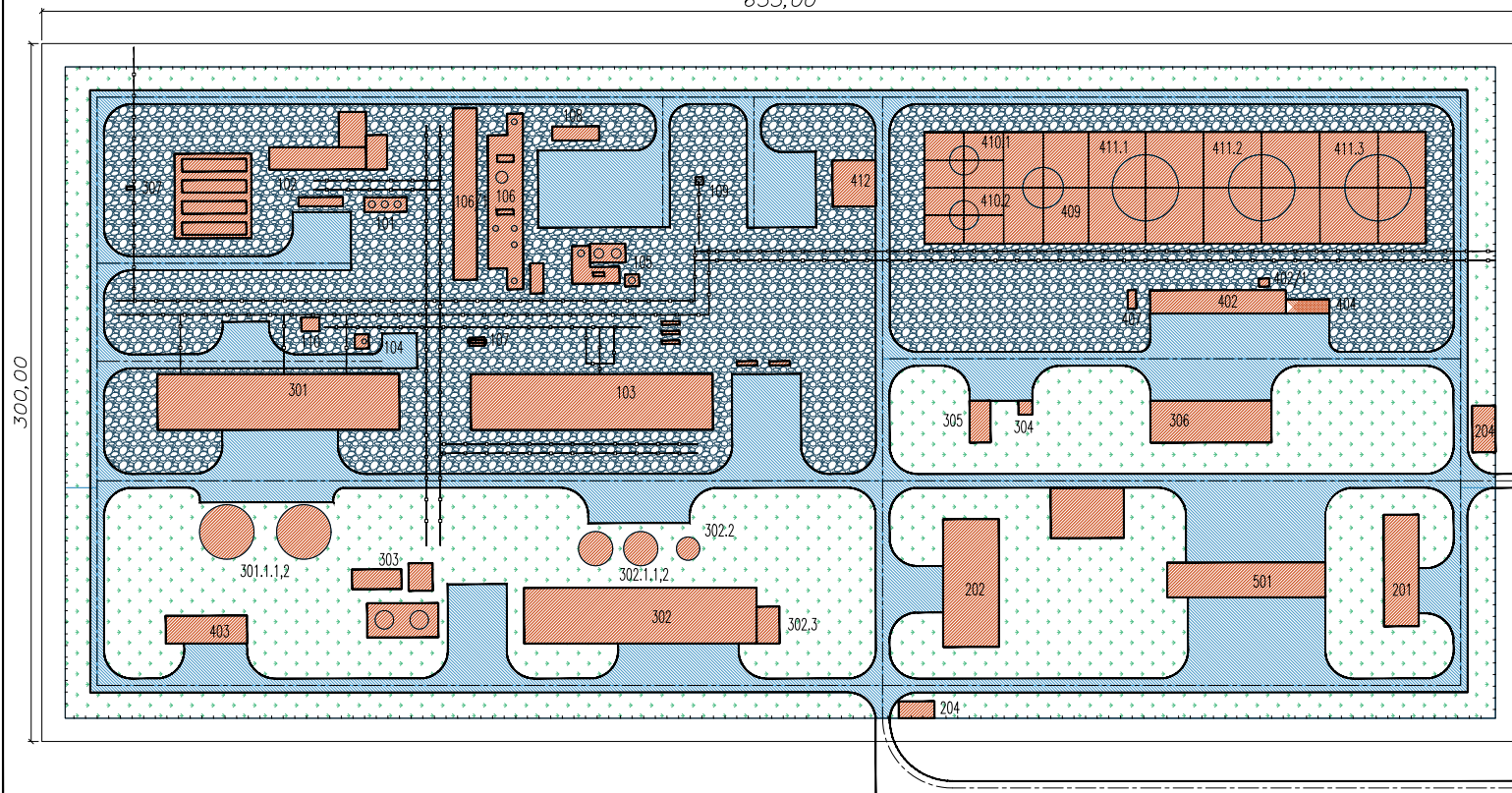
Координаты границ землеотвода 38:12:050103

Номер	Широта (с.ш.)	Долгота (в.д.)
1	56°42'3.06"С	104°13'29.82"В
2	56°42'9.19"С	104°13'31.73"В
3	56°42'15.81"С	104°13'27.58"В
4	56°42'21.50"С	104°13'39.93"В
5	56°42'36.35"С	104°13'31.91"В
6	56°42'40.43"С	104°13'29.70"В
7	56°42'59.97"С	104°13'32.90"В
8	56°43'2.07"С	104°13'34.88"В
9	56°43'1.10"С	104°13'37.85"В
10	56°42'59.66"С	104°13'36.58"В
11	56°42'49.04"С	104°13'44.12"В
12	56°42'48.01"С	104°13'50.16"В
13	56°42'45.39"С	104°13'51.80"В
14	56°42'44.00"С	104°13'56.12"В
15	56°42'38.26"С	104°14'11.20"В
16	56°42'51.88"С	104°14'14.72"В
17	56°42'58.38"С	104°14'34.28"В
18	56°43'4.76"С	104°14'56.03"В
19	56°43'0.14"С	104°14'48.96"В
20	56°42'41.35"С	104°14'33.18"В
21	56°42'39.19"С	104°14'23.85"В
22	56°42'31.42"С	104°14'21.64"В
23	56°42'24.45"С	104°14'5.91"В
24	56°42'23.46"С	104°14'6.77"В
25	56°42'20.76"С	104°13'58.30"В
26	56°42'19.48"С	104°13'57.06"В
27	56°42'18.39"С	104°14'3.26"В
28	56°42'17.92"С	104°14'6.01"В
29	56°42'5.89"С	104°14'3.62"В
30	56°42'1.09"С	104°13'50.27"В

Практикующий: Евгений Анварович Канапов	
Кадастровый номер объекта	38:12:050103:51
Наименование объекта	Гараж
Инвентарный номер	25:226:0010401224:00
Собственность	38-38-06/004/2012-180 08.2012
Номер выписки	90-2499855 от 20.08.2014 г.
Кадастровый номер объекта	38:12:050103:59
Наименование объекта	Железнодорожный турник
Инвентарный номер	25:226:0012000259:50
Собственность	38-38-06/004/2012-176 22.08.2012
Номер выписки	90-2499871 от 20.08.2014 г.
Кадастровый номер объекта	38:12:050103:52
Наименование объекта	Объекты
Инвентарный номер	342_504_38:12:050103:0:1
Собственность	38-38-06/004/2012-184 08.2012
Номер выписки	90-2499834 от 20.08.2014 г.
Кадастровый номер объекта	38:12:050103:55
Наименование объекта	КПП
Инвентарный номер	25:226:0010401224:10
Собственность	38-38-06/004/2012-178 08.2012
Номер выписки	90-2499863 от 20.08.2014 г.
Кадастровый номер объекта	38:12:050103:54
Наименование объекта	Мастерская
Инвентарный номер	25:226:0010401223:90
Собственность	38-38-06/004/2012-182 08.2012
Номер выписки	90-2499826 от 20.08.2014 г.
Практикующий: Михаил Васильевич Шехорин	
Кадастровый номер объекта	38:12:050103:49
Наименование объекта	Котельная гаража
Инвентарный номер	25:226:001200090580:0104
Собственность	38-38-06/008/2008-765 13.01.2009
Номер выписки	90-2499666 от 20.08.2014 г.
Кадастровый номер объекта	38:12:050103:47
Наименование объекта	Шпалопех
Инвентарный номер	25:226:001200090580:0101
Собственность	38-38-06/008/2008-768 13.01.2009
Номер выписки	90-2499669 от 20.08.2014 г.
Кадастровый номер объекта	38:12:050103:57
Наименование объекта	Комната нижнего склада
Инвентарный номер	25:226:001200090580:0106
Собственность	38-38-06/008/2008-766 13.01.2009
Номер выписки	90-2499895 от 20.08.2014 г.
Кадастровый номер объекта	38:12:050103:48
Наименование объекта	Гараж
Инвентарный номер	25:226:001200090580:0103
Собственность	38-38-06/008/2008-764 13.01.2009
Номер выписки	90-2499665 от 20.08.2014 г.
Практикующий: ОАО "Дорожная служба Иркутской области"	
ИН: 380866800	
Кадастровый номер объекта	38:12:050103:72
Наименование объекта	Ж/Д подъездной путь №37А
Инвентарный номер	25:226:0012000256:10:8001
Собственность	38-38-06/004/2008-766 22.05.2008
Номер выписки	90-250001% от 20.08.2014 г.
Кадастровый номер объекта	38:12:050103:71
Наименование объекта	Ж/Д подъездной путь №40
Инвентарный номер	25:226:0012000256:10:8002
Собственность	38-38-06/004/2008-767 22.05.2008
Номер выписки	90-250001% от 20.08.2014 г.
38:12:051005	
Категория не установлена	
38:12:050131	
Земли специального назначения Восточно-Сибирская железная дорога	
Собственник земель не установлен	

Схема генплана производства метанола

6.35,00



Экспликация зданий и сооружений
производства метанола

Номер на плане	Наименование
	Установка производства метанола
101	Отделение серочистки
102	Отделение риформинга
103	Компрессорная
104	Отпарка технологического конденсата
105	Отделение синтеза
106	Отделение ректификации. Наружная установка
106/1	Технологическая насосная
107	Узел приема-выдачи котловых продувок
108	Станция пожаротушения
109	Свеча
110	Установка приготовления горячей воды и химвраствора. Сбор парового конденсата.
	Административная часть
201	Центральная заводская лаборатория
202	Центральный пункт управления
204	КПП
501	Гараж
	Резервуарный парк
402	Насосная метанола
402/1	Узел дозирования морфолина
403	Склад химреагентов
404	Станция пожаротушения
407	Дренажная емкость
409	Резервуар метанола-сырца
410.1,2	Резервуар метанола-ректификата
411.1-3	Резервуар товарного метанола
412	Площадка временного хранения отходов
	Пособно-вспомогательная зона
301	Здание вспомогательных систем
301.1.1,2	Резервуары противопожарного запаса воды
302	Водоподготовка
302.3	Емкости кислоты и щелочи
302.1.1,2	Резервуары фильтрованной воды
302.2	Резервуар деминерализованной воды
303	Водооборотный цикл
304	Насосная станция бытовых стоков
305	Насосная станция химверяженных стоков
306	Емкость промывных стоков с насосной станцией
307	Газоизмерительная станция

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА СИНТЕЗА УКСУСНОЙ КИСЛОТЫ ИЗ МЕТАНОЛА И ОКИСИ УГЛЕРОДА (УКРУПНЕННАЯ)

(СВОДНЫЙ РЕСУРСНЫЙ РАСЧЁТ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ СМ. III ЭТАП, ПОЗ. 4, ЛИСТ 21)

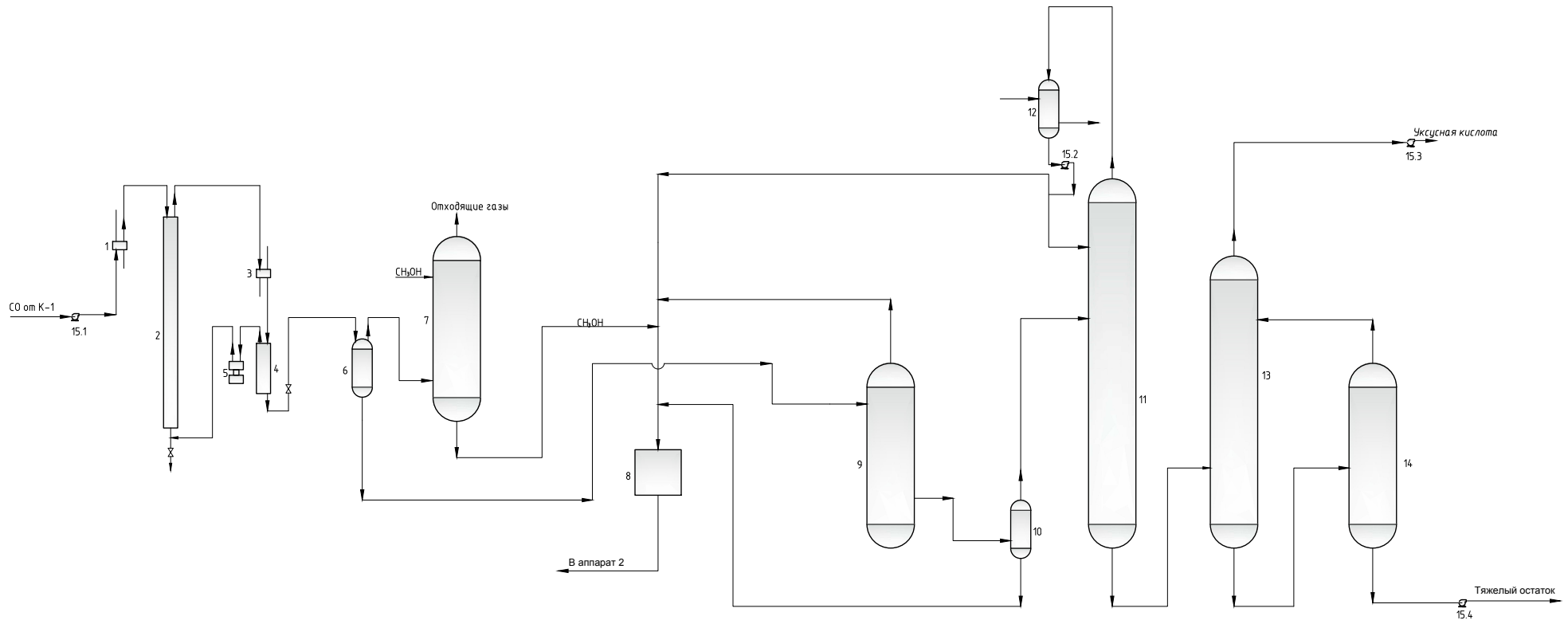
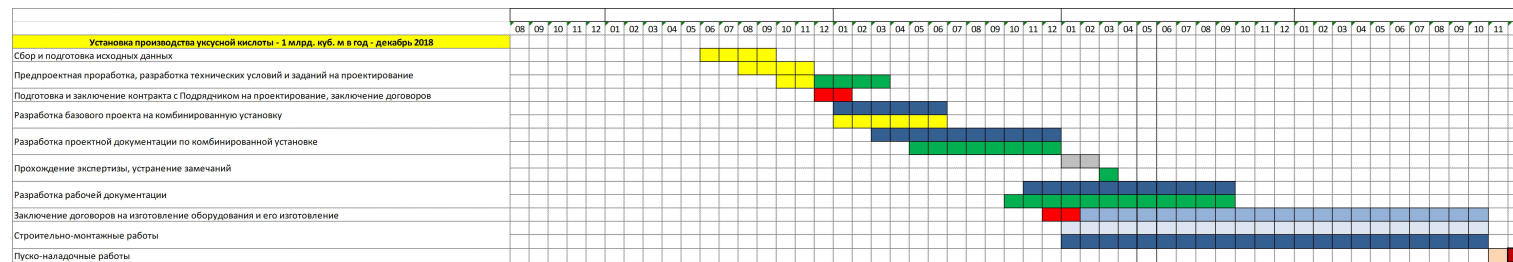


График производства работ



Экспликация оборудования

Позиция и обозначения	Наименование	Кол.	Стоимость, руб.
1	Подогреватель исходной смеси	2	6 835 654
2	Реакционная колонна	2	53 903 977
3	Холодильник	2	8 644 565
4	Сепаратор высокого давления	2	27 542 603
5	Циркуляционный компрессор	2	59 811 917
6	Сепаратор низкого давления	2	2 221 601
7	Колонна для отмывки отходящих газов	2	15 190 335
8	Сборник	2	1 286 247
9	Колонна для отгонки легколетучих веществ	2	3 246 341
10	Перегонный куб	2	2 563 369
11	Колонна для сушки кислоты	2	43 585 729
12	Дефлегматор	2	2 990 597
13	Колонна для выделения чистой уксусной кислоты	2	44 431 729
14	Колонна для отделения тяжелого остатка	2	44 431 729
15.1...15.4	Насос	4	429 634 889
16	Компрессор	1	3 427 825
	Итого		749 799 108

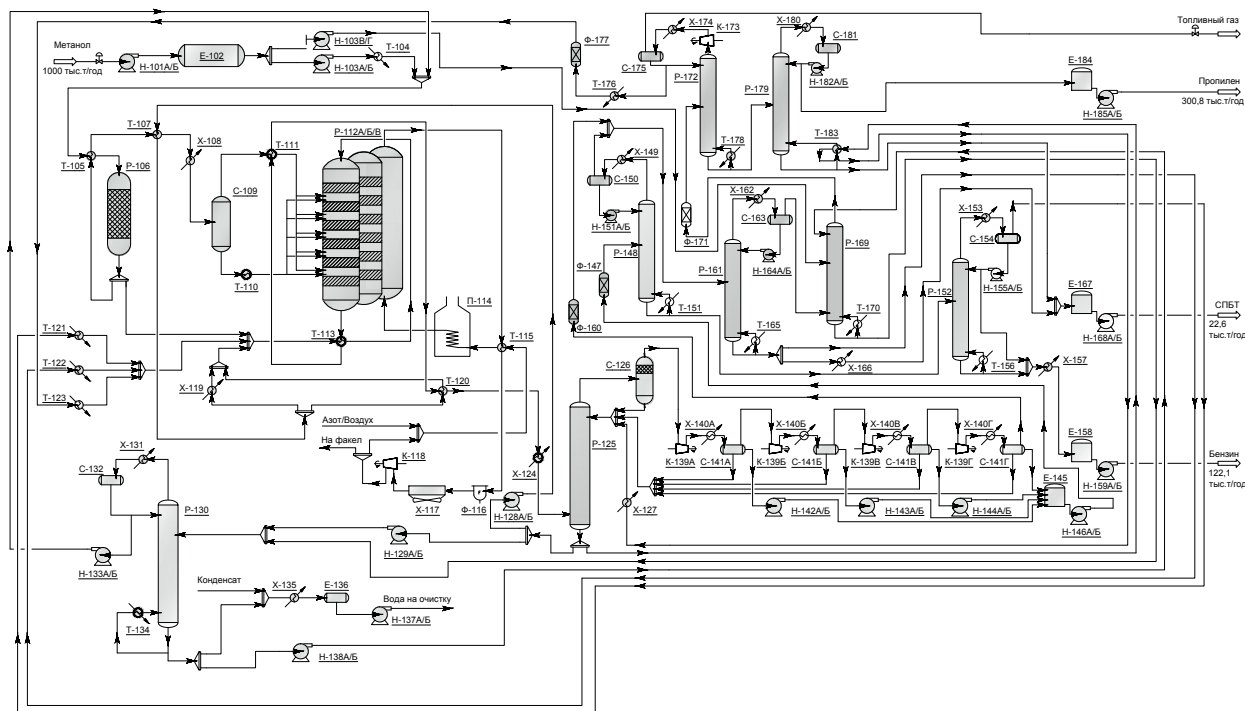
Стоимость объектов оценки

№ п/п	Наименование объектов оценки	Стоимость, рублей
1	Технологическое оборудование	74 979 108
2	Металлоконструкция	162 000 000
3	Запорная арматура	60 480 000
4	Оборудование КИП	100 800 000
5	Трубопроводная обвязка	214 500 000
6	Генерация электроэнергии, 12МВт	72 000 000
7	Электротехническое оборудование	90 000 000
	Итого*	1 462 599 108

Методика расчета стоимости инвестирования в строительство установки производства уксусной кислоты - основывается на оценочной стоимости всех видов оборудования установки с учетом коэффициента строительства объектов общезаводского хозяйства $k=1,5$.
Стоимость оборудования установки производства уксусной кислоты, запорной и регулирующей арматуры, приборов КИПиА, систем энергообеспечения составляет **1 462 599 108 рублей**. Стоимость инвестирования в строительство установки получения метанола из 1 млрд. м³ газа в год с учетом объектов общезаводского хозяйства составит **2 193 898 662 рубля**.

*- расчет выполнен на основании аналога завода "Невинномысский Азот"

УСТАНОВКА ПЕРЕРАБОТКИ МЕТАНОЛА В ОЛЕФИНЫ (СВОДНЫЙ РЕСУРСНЫЙ РАСЧЁТ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ СМ. III ЭТАП, ПОЗ. 2, ЛИСТ 21)



ЭКСПЛИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ (НАЧАЛО)

Позиция обозначения	Наименование	Кол.	Стоимость, тыс.руб.
H-101 A/B	Насосы сырьевого метанола	1	18 000
T-122	Подогреватель рещика	1	24 600
H-145 A/B	Насосы конденсата 2-й ступени	1	24 600
T-165	Кипятильник	1	46 800
E-102	Емкость метанола	1	64 000
T-123	Подогреватель рещика	1	24 600
H-144 A/B	Насосы конденсата 3-й ступени	1	24 600
X-166	Водяной холодильник	1	22 600
H-103 A/B/B/G	Насосы метанола	1	18 000
X-124	Водяной холодильник	1	22 600
E-145	Емкость явельных углеводородов	1	153 200
E-167	Емкость СПБТ	1	282 000
P-125	Заключенный аппарат	1	103 800
H-146 A/B	Насосы явельных углеводородов	1	14 400
H-168 A/B	Насосы СПБТ	1	10 800
C-126	Сепаратор	1	403 600
T-104	Подогреватель метанола	1	49 500
Ф-147	Фильтр - абсорбер	1	7 200
P-149	Колонна отделения ДМЗ	1	370 800
T-105	Рекуперативный теплообменник	1	61 200
X-127	Водяной холодильник	1	22 600
P-106	Реактор синтеза ДМЗ	1	666 000
Всего			2 434 500 000

ЭКСПЛИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Позиция обозначения	Наименование	Кол.	Стоимость, тыс.руб.
P-148	Колонна дегидратации	1	553 000
H-128 A/B	Насосы реакционной воды	1	38 400
T-170	Кипятильник	1	64 800
Ф-171	Фильтр - абсорбер	1	7 200
X-149	Конденсатор	1	43 200
T-107	Рекуперативный теплообменник	1	61 200
H-129 A/B	Насосы	1	18 000
C-150	Разделитель	1	61 200
P-172	Колонна дегидратации	1	509 000
X-108	Водяной холодильник	1	22 600
K-173	Компрессор	1	144 000
H-151 A/B	Насосы флегмы	1	3 600
P-120	Колонна выделения метанола	1	604 000
T-151	Кипятильник	1	46 800
X-174	Пропиленовый холодильник	1	21 600
C-109	Сепаратор	1	363 600
X-131	Конденсатор	1	43 200
C-132	Рефлексная емкость	1	10 800
P-152	Колонна дегексаннизации	1	497 000
C-175	Разделитель	1	61 200
T-110	Подогреватель	1	45 300
T-111	Рекуперативный теплообменник	1	61 200
Всего			3 281 000 000

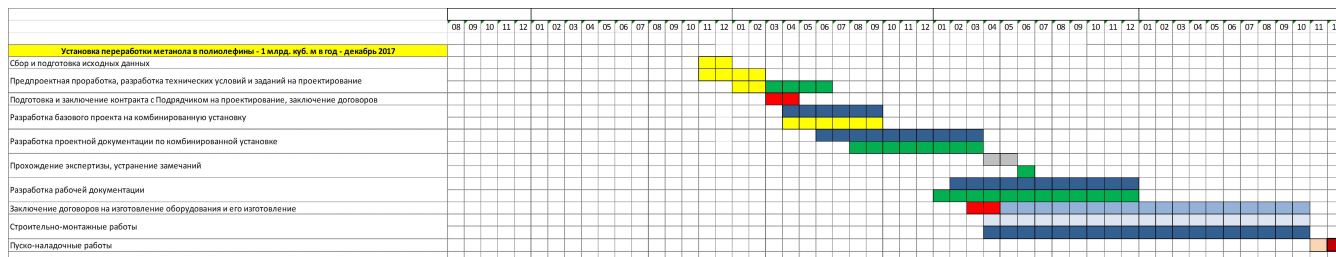
ЭКСПЛИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Позиция обозначения	Наименование	Кол.	Стоимость, тыс.руб.
H-133 A/B	Насосы реакционного метанола	1	18 000
X-153	Конденсатор	1	43 200
P-112 A/B	Реакторы МТР	1	898 000
T-134	Кипятильник	1	25 200
C-154	Разделитель	1	61 200
T-176	Подогреватель	1	49 200
Ф-177	Фильтр - абсорбер	1	7 200
H-155 A/B	Насосы флегмы	1	3 600
X-135	Водяной холодильник	1	22 600
T-113	Рекуперативный теплообменник	1	61 200
T-156	Кипятильник	1	25 200
E-136	Емкость воды	1	10 800
P-114	Печь	1	678 400
T-178	Кипятильник	1	64 800
X-157	Водяной холодильник	1	22 600
P-179	Пропан-пропиленовая колонна	1	568 800
E-158	Емкость бензина	1	14 400
H-137 A/B	Насосы воды на очистку	1	7 200
X-180	Конденсатор	1	43 200
T-115	Рекуперативный теплообменник	1	61 200
Ф-116	Фильтр	1	16 000
H-138 A/B	Насосы р-ра ДМЗ	1	5 400
Всего			2 707 400 000

ЭКСПЛИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ (ОКОНЧАНИЕ)

Позиция обозначения	Наименование	Кол.	Стоимость, тыс.руб.
H-159 A/B	Насосы бензина	1	12 600
C-181	Рефлексная емкость	1	46 800
X-117	АВО	1	10 800
K-118	Компрессор газовой генерации	1	114 000
K-139 A/B/B/G	4-х ступенчатый компрессор	1	576 000
Ф-160	Фильтр - абсорбер	1	7 200
H-182 A/B	Насосы флегмы	1	3 600
T-183	Рекуперативный теплообменник	1	61 200
X-140 A/B/B/G	Холодильник 4-х ступенчатый компрессии	1	36 360
P-161	Колонна отделения вугана	1	407 200
X-119	Холодильник	1	25 200
X-162	Конденсатор	1	43 200
C-153	Разделитель	1	61 200
E-184	Емкость пропилена	1	252 000
C-141 A/B/B/G	3-х фазные сепараторы 4-х ступенчатые дробления	1	576 000
T-120	Рекуперативный теплообменник	1	61 200
T-121	Подогреватель рещика	1	24 600
H-185 A/B	Насосы пропилена	1	16 500
H-164 A/B	Насосы флегмы	1	3 600
H-142 A/B	Насосы конденсата 1-й ступени	1	25 600
Всего			2 395 640 000

ГРАФИК ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ



СТОИМОСТЬ ОБЪЕКТОВ ОЦЕНКИ

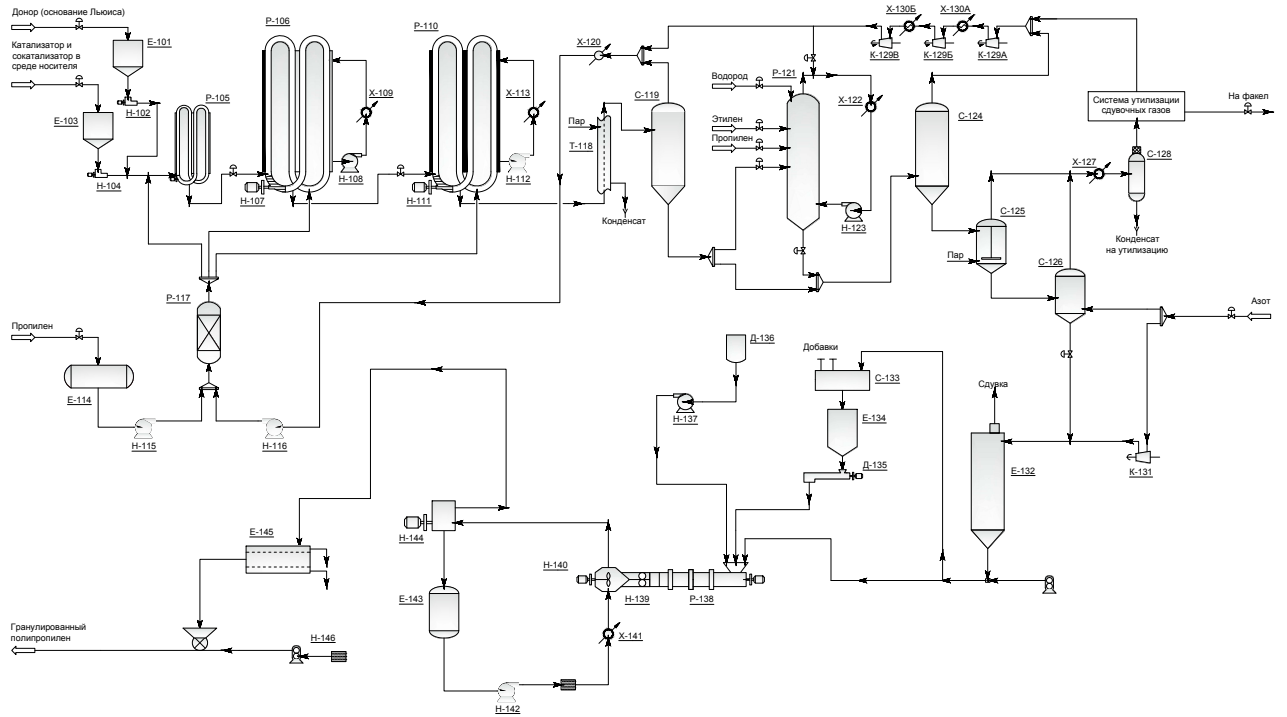
№ п/п	Наименование объектов оценки	Стоимость, рублей
1	Технологическое оборудование	10 818 540 000
2	Металлоконструкция	360 000 000
3	Запорная арматура	697 680 000
4	Оборудование КИП	1 162 800 000
5	Трубопроводная обвязка	1 548 000 000
6	Генерация электроэнергии, 15МВт	540 000 000
7	Электротехническое оборудование	648 000 000
	Итого*	15 775 020 000

* данные предоставлены Saarip Engineering Company

Методика расчета стоимости инвестирования в строительство установки получения олефина - основывается на оценочной стоимости всех видов оборудования установки с учетом коэффициента строительства объектов объектов общезаводского хозяйства $k=1,5$. Стоимость оборудования, установок получения олефина, запорной и регулирующей арматуры, приборов КИП/ИА, систем энергообеспечения составляет **15 775 020 000** рублей. Стоимость инвестирования в строительство установки получения олефина на 1 млрд. м³ газа в год с учетом объектов общезаводского хозяйства составит **23 662 530 000** рублей.

ЭТАП III. УСТАНОВКА ПО ПРОИЗВОДСТВУ ПОЛИПРОПИЛЕНА.

(СВОДНЫЙ РЕСУРСНЫЙ РАСЧЁТ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ СМ. III ЭТАП, ПОЗ. 3, ЛИСТ 21)



Экспликация оборудования (начало)

Позиция и обозначение	Наименование	Кол.	Стоимость, руб.	Примечание
E-101	Емкость с мешалкой	5	46 667 400	
H-102	Насос ввода донора	2	16 154 100	
E-103	Емкость с мешалкой	7	64 616 400	
H-104	Насос ввода катализаторного комплекса	2	43 077 600	
P-105	Предреактор полимеризации	1	272 824 800	
P-106	1-й петлевой реактор полимеризации	1	477 443 400	
H-107	Суспензионный насос со съёмным коленом	3	96 926 600	
H-108	Насос циркулирующей в рубашке воды	1	21 538 800	
X-109	Холодильник циркулирующей в рубашке воды	1	75 385 800	
P-110	2-й петлевой реактор полимеризации	1	477 443 400	
H-111	Суспензионный насос со съёмным коленом	3	96 924 600	
H-112	Насос циркулирующей в рубашке воды	4	21 538 800	
X-113	Холодильник циркулирующей в рубашке воды	1	75 385 800	
E-114	Промежуточный резервуар пропилена	2	61 026 600	
H-115	Насос свежего пропилена	3	64 616 400	
H-116	Насос рециркуляционного пропилена	4	64 616 400	
P-117	Аппарат осушки исходного сырья	3	62 821 500	
T-118	Путевой подогреватель	2	129 232 800	
C-119	Сепаратор (дегазатор) высокого давления	1	96 924 600	
X-120	Конденсатор мономера	1	75 385 800	
P-121	Реактор сополимеризации	1	353 595 300	
X-122	Холодильник рециркулирующего газа	1	39 487 800	
H-123	Газодува	2	75 385 800	
Итого			2 767 020 500	

Экспликация оборудования (окончание)

Позиция и обозначение	Наименование	Кол.	Стоимость, руб.	Примечание
C-124	Сепаратор низкого давления	1	35 180 040	
C-125	Выпариватель	1	50 257 200	
C-126	Осушитель	1	25 646 560	
X-127	Водяной холодильник	1	39 487 800	
C-128	Сепаратор отделения конденсата	1	49 180 260	
X-130A/B	Холодильники 2-х ступенчатой компрессии	1	82 565 400	
K-131	Компрессор азота	2	68 206 200	
E-132	Силосы порошкового полимера	2	610 266 000	
C-133	Смеситель	2	46 667 400	
E-134	Загруженный бункер	1	39 487 800	
D-135	Весовой дозатор	1	70 001 100	
D-136	Дозатор жидкости	1	20 820 840	
H-137	Насос жидкости	2	12 567 030	
P-138	Экструдер	1	89 745 000	
H-139	Шестеренный насос	3	2 512 860	
H-140	Штамповочно-режательный станок	1	7 179 600	
X-141	Холодильник циркулирующей воды	1	10 769 400	
H-142	Циркуляционный насос воды	3	12 564 300	
E-143	Резервуар с водой	1	12 564 300	
H-144	Центробежный обволакиватель	1	25 128 600	
E-145	Классификатор	1	61 026 600	
H-146	Конвейер-транспортёр гранулированного полимера	1	12 600 000	
K-129A/B/C	3-ступенчатый компрессор мономера	4	563 596 600	
Итого			1 990 218 160	

Стоимость объектов оценки

№ п/п	Наименование объектов оценки	Стоимость, рублей
1	Технологическое оборудование	4 757 238 960
2	Вспомогательное оборудование, ОЗХ	3 235 800 000
3	Металлоконструкции	320 000 000
4	Запорная арматура	580 000 000
5	Оборудование КИП	1 117 000 000
6	Трубопроводная обвязка	1 457 000 000
7	Генерация электроэнергии, 6МВт	288 000 000
8	Электротехническое оборудование	713 000 000
Итого		12 468 038 660*

* данные предоставлены фирмой LyondellBasell

СВОДНЫЙ РЕСУРСНЫЙ РАСЧЁТ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ

ЭТАП I

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА	ЕД.	КОЛ-ВО	СТОИМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ, МЛН.РУБ	ОБЩАЯ СТОИМОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА (МЛН.РУБ)	ПРИМЕЧАНИЕ
1	Нагнетательные скважины	шт.	9	80,000	720,000	
2	Компрессорная станция закачки газа в пласт	компл.	7	1 200,000	1 768,600	Компрессора Ariel, Привод компрессора Caterpillar Компания-сборщик в Китае - Jereh
3	Установка подготовки попутного газа (УППГ) для закачки газа в пласт - компрессорная станция низкого давления и компрессорная станция высокого давления	компл.	1	693,400	693,400	ОАО «Казанькомпрессормаш», компрессорные станции "ТАКАТ"
4	Автономный энергоцентр на 18 МВт на базе "Урал 6000" с распредустройствами (ГРУ) и понижающей подстанцией и распределительными сетями	шт.	3	750,000	1 246,047	ОАО "Авиадвигатель" г.Пермь
ЭТАП II				Всего	4 428,047	

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА	ЕД.	КОЛ-ВО	СТОИМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ, МЛН.РУБ	ОБЩАЯ СТОИМОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА (МЛН.РУБ)	ПРИМЕЧАНИЕ
1	Газодобывающие скважины	шт.	71	80,000	5 680,000	
2	Установка низкотемпературной сепарации природного газа	компл.	2	310,000	1 133,850	Производительностью 0,6...1,5 млрд.м³/год по газу. ООО «Технопром», г.Оренбург
3	Установка стабилизации конденсата	компл.	1	162,600		ООО «Технопром», г.Оренбург
4	Установка производства метанола (1-я очередь)	компл.	1	9 388, 043	29 106,932	Производительностью по метанолу 1 млн.т/год (с учетом парогенераторов 12МВт)
5	Газопровод Дулисьма - Железногорск- Илимский				8 700,332	См. комментарии лист 9.1, схема магистрального трубопровода - лист 9
6	Развитие транспортной системы (жд и автоналив)	компл.	1		70,147	Ж/д и автоналивная сливно-наливная эстакада = 10,158 млн.руб, 1км = 26,082 млн.руб, 2,3 км
7	Увеличение мощности энергоцентра ДНГКМ с 18 МВт до 24 МВт с учетом поставки дополнительного блока "УРАЛ-6000"	компл.	1		300,000	ОАО "Авиадвигатель" г.Пермь Стоимость одного агрегата 250 млн. руб. + СМР 50 млн. руб.
Всего по I варианту					44 991,261	

ЭТАП III

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА	ЕД.	КОЛ-ВО	СТОИМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ, МЛН.РУБ	ОБЩАЯ СТОИМОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА (МЛН.РУБ)	ПРИМЕЧАНИЕ
1	Установка производства метанола (2-я очередь)	компл.	1	6 210,190	11 552,489	Производительностью по метанолу 661,5 тыс.т/год с генерированием мощности 12МВт
2	Установка конверсии метанола в пропилен и этилен	компл.	1	10 818,540	23 662,530	Производительностью по этилену 12,4 тыс.т/год и по пропилену 293 тыс.т/год с генерированием мощности 15 МВт
3	Установка производства полипропилена	компл.	1	4 757,239	12 468,039	Производительностью 300,8 тыс.т/год с генерированием мощности 8 МВт
4	Установка производства уксусной кислоты	компл.	1	749, 799	2 193, 899	Производительностью 1 100 тыс.т/год с генерированием мощности 12МВт
5	Дооснащение газотранспортной системы (линейных КС) дополнительными компрессорами (по 1 компрессору в каждой КС)	компл.	2		324,000	162 млн. руб. - стоимость одного компрессора, включая СМР
Всего					50 200, 957	

ИТОГО (по I, II, III этапу): 100 825, 305 млн.руб

Технико-экономический расчет 1 этапа добычи и переработки 1,31 млрд. м3 попутного нефтяного и прорывного газа на Дулисьминском НГКМ

Вариант 1.1

Без энергоцентра*

*примечание: Энергоцентр является объектом обустройства месторождения

1. Инвестиции:

№п/п	Статья затрат	Капитальные затраты
1	Нагнетательные скважины (9 шт.)	720 000 000р.
2	Установка подготовки попутного газа (УППГ) для закачки газа в пласт - компрессорная станция низкого давления и компрессорная станция высокого давления	693 400 000р.
3	Компрессорная станция закачки газа в пласт (7 шт.)	1 768 600 000р.
	ИТОГО:	3 182 000 000р.

2. Доход от реализации:

№п/п	Наименование продуктов	Цена за тонну без налогов	Кол-во тонн/год	Доход от реализации
1	Газовый конденсат	14 000р.	46 000	644 000 000р.
	ИТОГО:			644 000 000р.

3. Прямые переменные расходы:

№п/п	Наименование продуктов	Цена за тонну без налогов	Кол-во тонн/год	Расход
1	Процессинг на подготовку газа (заработная плата и прочие расходы)*	50р.	995 620	49 781 000р.
	ИТОГО:			49 781 000р.

* По данным Леннефтехимпроект

4. Маржинальная прибыль комплекса глубокой переработки:

594 219 000р.
92%

Маржинальная прибыль, % от дохода

5. Амортизация (кол-во лет)

33

96 424 242р.

6. Операционная прибыль до выплаты процентов и налогов (ЕВИТ)

497 794 758р.

7. Проценты по кредиту

0%

-р.

Налог на имущество

2.2%

70 004 000р.

Прибыль после уплаты процентов

427 790 758р.

Налог на прибыль

20%

85 558 152р.

8. Чистая прибыль комплекса глубокой переработки Н+М в первый год:

342 232 606р.

Чистая прибыль, % от дохода

53%

Примечание:

1. Расчет эффективности инвестиций проводится на основе маржинальной доходности.

Материальный баланс

	% мас.	тонн / год
Взято:		
Попутный нефтяной и природный газ	100.00%	995 620
Итого:	100.00%	995 620
Получено:		
Газ на закачку в пласт и генерацию электроэнергии на собственные нужды	95.38%	949 620
Газовый конденсат	4.62%	46 000
Итого:	100.00%	995 620

Комментарии:

Процессинг включает в себя: з/п сотрудников, расходы на сопутствующие материалы, расходы на электроэнергию, общехозяйственные расходы и пр.

- Средняя добыча нефти за 10 лет: 683,8 тыс. т/год

- Средняя добыча конденсата: 232, 14 тыс. т/год

- Средний прирост суммарной добычи за счет сайклинг процесса (+5%): 46 тыс. т/год

Project Payback

Окупаемость проекта

Forecast Cash Flow / Прогноз Движения Денежных Поток

Год:	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Доход от реализации	-	644 000 000	644 000 000	644 000 000	644 000 000	644 000 000	644 000 000	644 000 000	644 000 000	644 000 000
<i>Прямые переменные затраты:</i>										
		49 781 000	49 781 000	49 781 000	49 781 000	49 781 000	49 781 000	49 781 000	49 781 000	49 781 000
Итого прямые переменные затраты	-	49 781 000	49 781 000	49 781 000	49 781 000	49 781 000	49 781 000	49 781 000	49 781 000	49 781 000
Прибыль до уплаты процентов, налогов и амортизации	-	594 219 000	594 219 000	594 219 000	594 219 000	594 219 000	594 219 000	594 219 000	594 219 000	594 219 000
Минус: амортизация		96 424 242	96 424 242	96 424 242	96 424 242	96 424 242	96 424 242	96 424 242	96 424 242	96 424 242
Маржинальная прибыль до уплаты налогов и процентов	-	497 794 758	497 794 758	497 794 758	497 794 758	497 794 758	497 794 758	497 794 758	497 794 758	497 794 758
Проценты по кредиту	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Налог на имущество (2,2%)		70 004 000	67 882 667	65 761 333	63 640 000	61 518 667	59 397 333	57 276 000	55 154 667	53 033 333
Прибыль до уплаты налогов	-	427 790 758	429 912 091	432 033 424	434 154 758	436 276 091	438 397 424	440 518 758	442 640 091	444 761 424
Минус: налоги - 20%	-	85 558 152	85 982 418	86 406 685	86 830 952	87 255 218	87 679 485	88 103 752	88 528 018	88 952 285
Чистая прибыль	-р.	342 232 606р.	343 929 673р.	345 626 739р.	347 323 806р.	349 020 873р.	350 717 939р.	352 415 006р.	354 112 073р.	355 809 139р.
Плюс: амортизация	-	96 424 242	96 424 242	96 424 242	96 424 242	96 424 242	96 424 242	96 424 242	96 424 242	96 424 242
Минус: инвестиции		3 182 000 000р.								
Чистый поток денежных средств	(3182000000)	-	438 656 848	440 353 915	442 050 982	443 748 048	445 445 115	447 142 182	448 839 248	450 536 315
		-р.	438 656 848р.	440 353 915р.	442 050 982р.	443 748 048р.	445 445 115р.	447 142 182р.	448 839 248р.	450 536 315р.
Погашение основной части кредита										
Кумулятивный чистый поток денежных средств	(3182000000)	(3182000000)	(2743343152)	(2302989236)	(1860938255)	(1417190206)	(971745091)	(524602909)	(75763661)	374772655
Недисконтированный период окупаемости:			8.17							
Период окупаемости с начала эксплуатации:			6.67							
Ставка дисконтирования:			10.00%							
Дисконтированный поток денежных средств	-	362 526 321	330 844 414	301 926 769	275 532 625	251 442 155	229 454 641	209 386 822	191 071 378	174 355 546
Кумулятивный дисконтированный поток денежных средств	(3182000000)	(3182000000)	(2819473679)	(2488629265)	(2186702496)	(1911169871)	(1659727716)	(1430273076)	(1220886254)	(1029814875)
Дисконтированный период окупаемости:			12.78							
Чистая настоящая стоимость (NPV) на 10-й год:	-	855 459 330								
Внутренняя ставка дохода (IRR):		4.00%								
Индекс доходности:		0.73								

Технико-экономический расчет 1 этапа добычи и переработки 1,31 млрд. м3 попутного нефтяного и прорывного газа на Дулисьминском НГКМ

Вариант 1.2

С покупкой энергоцентра*

*примечание: Энергоцентр является объектом обустройства месторождения

1. Инвестиции:

№п/п	Статья затрат	Капитальные затраты
1	Нагнетательные скважины (9 шт.)	720 000 000р.
2	Установка подготовки попутного газа (УППГ) для закачки газа в пласт - компрессорная станция низкого давления и компрессорная станция высокого давления (1 шт.)	693 400 000р.
3	Компрессорная станция закачки газа в пласт (7 шт.)	1 768 600 000р.
4	Автономный энергоцентр на 18 МВт на базе "Урал 6000" с распределительными (ГРУ) и понижающей подстанцией и распределительными сетями	1 246 047 000р.
ИТОГО:		4 428 047 000р.

2. Доход от реализации:

№п/п	Наименование продуктов	Цена за тонну без налогов	Кол-во тонн/год	Доход от реализации
1	Газовый конденсат	14 000р.	46 000	644 000 000р.
ИТОГО:				644 000 000р.

3. Прямые переменные расходы:

№п/п	Наименование продуктов	Цена за тонну без налогов	Кол-во тонн/год	Расход
1	Процессинг на подготовку газа (заработная плата и прочие расходы)*	50р.	995 620	49 781 000р.
2	Расход газа на автономный энергоцентр	1р.	53 200	53 200р.
3	Аварийный комплект ЗИП	32 148 000р.	1	32 148 000р.
4	Расходный ЗИП	26 532 000р.	1	26 532 000р.
5	Масло (АРИЕд)	16 716 000р.	1	16 716 000р.
6	КАТ Расходники	22 152 000р.	1	22 152 000р.
7	Масло и антифриз (КАТ)	4 020 000р.	1	4 020 000р.
ИТОГО:				151 402 200р.

* По данным Леннефтехимпроект

4. Маржинальная прибыль комплекса глубокой переработки:

492 597 800р.

Маржинальная прибыль, % от дохода

76%

5. Амортизация (кол-во лет)

33

134 183 242р.

6. Операционная прибыль до выплаты процентов и налогов (ЕВИТ)

358 414 558р.

7. Проценты по кредиту

0%

-р.

Налог на имущество

2.2%

97 417 034р.

Прибыль после уплаты процентов

260 997 524р.

Налог на прибыль

20%

52 199 505р.

8. Чистая прибыль комплекса глубокой переработки Н+М в первый год:

208 798 019р.

Чистая прибыль, % от дохода

32%

Примечание:

1. Расчет эффективности инвестиций проводится на основе маржинальной доходности.

Материальный баланс

	% мас.	тонн / год
Взято:		
Попутный нефтяной и природный газ	100.00%	995 620
Итого: 100.00% 995 620		
Получено:		
Газ на закачку в пласт и генерацию электроэнергии на собственные нужды	95.38%	949 620
Газовый конденсат	4.62%	46 000
Итого: 100.00% 995 620		

Комментарии:

Процессинг включает в себя: з/п сотрудников, расходы на сопутствующие материалы, расходы на электроэнергию, общехозяйственные расходы и пр.

- Средняя добыча нефти за 10 лет: 683,8 тыс. т/год
- Средняя добыча конденсата: 232, 14 тыс. т/год
- Средний прирост суммарной добычи за счет сайклинг процесса (+5%): 46 тыс. т/год

Цены на аварийный и ремонтный ЗИП для компрессорных установок, а так же на расходные материалы (жидкости и масла) представлены компаниями Ariel и Caterpillar

Расход газа на автономный энергоцентр мощностью в 18 МВт на базе "Урал 6000" составляет 70 млн.м3/год

Project Payback

Окупаемость проекта

Forecast Cash Flow / Прогноз Движения Денежных Потоков

Год:	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Доход от реализации	-	644 000 000	644 000 000	644 000 000	644 000 000	644 000 000	644 000 000	644 000 000	644 000 000	644 000 000
<i>Прямые переменные затраты:</i>										
		151 402 200	151 402 200	151 402 200	151 402 200	151 402 200	151 402 200	151 402 200	151 402 200	151 402 200
Итого прямые переменные затраты	-	151 402 200	151 402 200	151 402 200	151 402 200	151 402 200	151 402 200	151 402 200	151 402 200	151 402 200
Прибыль до уплаты процентов, налогов и амортизации	-	492 597 800	492 597 800	492 597 800	492 597 800	492 597 800	492 597 800	492 597 800	492 597 800	492 597 800
Минус: амортизация		134 183 242	134 183 242	134 183 242	134 183 242	134 183 242	134 183 242	134 183 242	134 183 242	134 183 242
Маржинальная прибыль до уплаты налогов и процентов	-	358 414 558	358 414 558	358 414 558	358 414 558	358 414 558	358 414 558	358 414 558	358 414 558	358 414 558
Проценты по кредиту	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Налог на имущество (2,2%)		97 417 034	94 465 003	91 512 971	88 560 940	85 608 909	82 656 877	79 704 846	76 752 815	73 800 783
Прибыль до уплаты налогов	-	260 997 524	263 949 555	266 901 586	269 853 618	272 805 649	275 757 680	278 709 712	281 661 743	284 613 774
Минус: налоги - 20%	-	52 199 505	52 789 911	53 380 317	53 970 724	54 561 130	55 151 536	55 741 942	56 332 349	56 922 755
Чистая прибыль	-р.	208 798 019р.	211 159 644р.	213 521 269р.	215 882 894р.	218 244 519р.	220 606 144р.	222 967 769р.	225 329 394р.	227 691 019р.
Плюс: амортизация	-	134 183 242	134 183 242	134 183 242	134 183 242	134 183 242	134 183 242	134 183 242	134 183 242	134 183 242
Минус: инвестиции		4 428 047 000р.								
Чистый поток денежных средств	(4428047000)	-	342 981 261	345 342 886	347 704 511	350 066 136	352 427 762	354 789 387	357 151 012	359 512 637
		-р.	342 981 261р.	345 342 886р.	347 704 511р.	350 066 136р.	352 427 762р.	354 789 387р.	357 151 012р.	359 512 637р.
Погашение основной части кредита									359 512 637	361 874 262
Кумулятивный чистый поток денежных средств	(4428047000)	(4428047000)	(4085065739)	(3739722852)	(3392018341)	(3041952204)	(2689524443)	(2334735056)	(1977584045)	(1618071408)
Недисконтированный период окупаемости:		13.91								
Период окупаемости с начала эксплуатации:		12.41								
Ставка дисконтирования:		10.00%								
Дисконтированный поток денежных средств	-	283 455 588	259 461 222	237 486 860	217 363 529	198 936 284	182 063 054	166 613 583	152 468 453	139 518 193
Кумулятивный дисконтированный поток денежных средств	(4428047000)	(4428047000)	(4144591412)	(3885130190)	(3647643330)	(3430279802)	(3231343518)	(3049280464)	(2882666881)	(2730198428)
Дисконтированный период окупаемости:		16.62								
Чистая настоящая стоимость (NPV) на 10-й год:	-	2 590 680 235								
Внутренняя ставка дохода (IRR):		-5.22%								
Индекс доходности:		0.41								

Технико-экономический расчет 2 этапа добычи и переработки 2 млрд. м3 попутного нефтяного и природного газа с использованием сайклинг-процесса на Дулисьминском НГКМ

Вариант 2.1
 Без учета стоимости приобретения парка подвижного состава

1. Инвестиции:

№п/п	Статья затрат	Капитальные затраты
1	Газодобывающие скважины в количестве 71 шт.	5 680 000 000р.
2	Установка низкотемпературной сепарации природного газа (две технологические установки), установка стабилизации конденсата	1 133 850 000р.
3	Установка производства метанола (1-ая очередь)	29 106 932 000р.
4	Газопровод Дулисьма - Железногорск-Илимский	8 700 332 000р.
5	Развитие транспортной системы (ж/д и автоналив)	70 147 000р.
6	Доработка мощности энергоцентра ДНГКМ с 18 МВт до 24 МВт с учетом поставки дополнительного блока "Урал - 6000"	300 000 000р.
ИТОГО:		44 991 261 000р.

2. Доход от реализации:

№п/п	Наименование продуктов	Цена за тонну без налогов	Кол-во тонн/год	Доход от реализации
1	Газовый конденсат	14 000р.	279 200	3 908 800 000р.
2	Метанол	15 000р.	1 000 000	15 000 000 000р.
ИТОГО:				18 908 800 000р.

3. Прямые переменные расходы:

№п/п	Наименование продуктов	Цена за тонну без налогов	Кол-во тонн/год	Расход
1	СОГ на производство метанола	1р.	760 000	760 000р.
2	Процессинг на ПНГ и СОГ в метанол (зарплатная плата и прочие расходы)*	3 700р.	760 000	2 812 000 000р.
3	Расход газа на энергоцентр	1р.	57 000	57 000р.
ИТОГО:				2 812 817 000р.

* По данным Леннефтехимпроект

4. Маржинальная прибыль комплекса глубокой переработки:

Маржинальная прибыль, % от дохода		16 095 983 000р.
		85%
5. Амортизация (кол-во лет)	33	1 363 371 545р.
6. Операционная прибыль до выплаты процентов и налогов (ЕВТ)		14 732 611 455р.
7. Проценты по кредиту	10%	4 499 126 100р.
Налог на имущество	2.2%	989 807 742р.
Прибыль после уплаты процентов		9 243 677 613р.
Налог на прибыль	20%	1 848 735 523р.
8. Чистая прибыль комплекса глубокой переработки П+М в первый год:		7 394 942 090р.
Чистая прибыль, % от дохода		39%

Примечание:

1. Расчет эффективности инвестиций проводится на основе маржинальной доходности.

Материальный баланс

Взято:	% мас.	тонн / год
Попутный нефтяной и природный газ	89.79%	1 769 500
Другие производные компоненты для производства метанола	10.21%	201 180
Итого: 100.00% 1 970 680		
Получено:		
Метанол	50.74%	1 000 000
Газовый конденсат	14.17%	279 200
Газ на сайклинг-процесс	33.13%	652 840
Потери	1.96%	38 640
Итого: 100.00% 1 970 680		

Комментарии:

Процессинг включает в себя: з/п сотрудников, расходы на сопутствующие материалы, расходы на электроэнергию, общезозяйственные расходы и пр.

- Позиция 1 таблицы 2 - суммарный выход газового конденсата составляет 279.2 тыс. тонн/год, в том числе:
 а) 257.9 тыс. тонн/год с установки низкотемпературной конденсации и установки стабилизации газового конденсата
 б) 21.3 тыс. тонн/год с установки подготовки попутного нефтяного газа

- Плотность сухого отбензиненного газа (СОГ) 0.76 кг/м3
 - Цена СОГ: 1000 руб за 1000 м3
 - Плотность попутного нефтяного газа 0.9 кг/м3
 - Плотность природного газа 0.86 кг/м3

Project Payback

Окупаемость проекта

Forecast Cash Flow / Прогноз Движения Денежных Поток

Год:		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Доход от реализации		-	18 908 800 000	18 908 800 000	18 908 800 000	18 908 800 000	18 908 800 000	18 908 800 000	18 908 800 000	18 908 800 000	18 908 800 000
<i>Прямые переменные затраты:</i>			2 812 817 000	2 812 817 000	2 812 817 000	2 812 817 000	2 812 817 000	2 812 817 000	2 812 817 000	2 812 817 000	2 812 817 000
Итого прямые переменные затраты		-	2 812 817 000	2 812 817 000	2 812 817 000	2 812 817 000	2 812 817 000	2 812 817 000	2 812 817 000	2 812 817 000	2 812 817 000
Прибыль до уплаты процентов , налогов и амортизации		-	16 095 983 000	16 095 983 000	16 095 983 000	16 095 983 000	16 095 983 000	16 095 983 000	16 095 983 000	16 095 983 000	16 095 983 000
Минус: амортизация			1 363 371 545	1 363 371 545	1 363 371 545	1 363 371 545	1 363 371 545	1 363 371 545	1 363 371 545	1 363 371 545	1 363 371 545
Маржинальная прибыль до уплаты налогов и процентов		-	14 732 611 455	14 732 611 455	14 732 611 455	14 732 611 455	14 732 611 455	14 732 611 455	14 732 611 455	14 732 611 455	14 732 611 455
Проценты по кредиту	10%	4 499 126 100	4 949 038 710	4 109 200 355	3 199 775 398	2 215 196 911	1 149 452 610				
Налог на имущество (2,2%)			989 807 742	959 813 568	929 819 394	899 825 220	869 831 046	839 836 872	809 842 698	779 848 524	749 854 350
Прибыль до уплаты налогов		- 4 499 126 100	8 793 765 003	9 663 597 531	10 603 016 662	11 617 589 324	12 713 327 798	13 892 774 583	13 922 768 757	13 952 762 931	13 982 757 105
Минус: налоги - 20%		-	1 758 753 001	1 932 719 506	2 120 603 332	2 323 517 865	2 542 665 560	2 778 554 917	2 784 553 751	2 790 552 586	2 796 551 421
Чистая прибыль		- 4 499 126 100р.	7 035 012 002р.	7 730 878 025р.	8 482 413 330р.	9 294 071 459р.	10 170 662 239р.	11 114 219 666р.	11 138 215 005р.	11 162 210 344р.	11 186 205 684р.
Плюс: амортизация		-	1 363 371 545	1 363 371 545	1 363 371 545	1 363 371 545	1 363 371 545	1 363 371 545	1 363 371 545	1 363 371 545	1 363 371 545
Минус: инвестиции		44 991 261 000р.									
Чистый поток денежных средств	(44991261000)	- 4 499 126 100	8 398 383 547	9 094 249 570	9 845 784 875	10 657 443 005	11 534 033 784	12 477 591 211	12 501 586 551	12 525 581 890	12 549 577 229
		- 4 499 126 100р.	8 398 383 547р.	9 094 249 570р.	9 845 784 875р.	10 657 443 005р.	11 534 033 784р.	12 477 591 211р.	12 501 586 551р.	12 525 581 890р.	12 549 577 229р.
Погашение основной части кредита			8 398 383 547р.	9 094 249 570р.	9 845 784 875р.	10 657 443 005р.	11 494 526 102р.	-р.	-р.	-р.	-р.
Кумулятивный чистый поток денежных средств	(44991261000)	(49490387100)	(41092003553)	(31997753982)	(22151969107)	(11494526102)	39507682	12517098893	25018685444	37544267334	50093844563
Недисконтированный период окупаемости:			5.98								
Период окупаемости с начала эксплуатации:			4.48								
Ставка дисконтирования:	10.00%										
Дисконтированный поток денежных средств		- 4 090 114 636	6 940 812 849	6 832 644 305	6 724 803 548	6 617 433 611	6 510 661 379	6 402 977 226	5 832 082 390	5 312 069 448	4 838 405 286
Кумулятивный дисконтированный поток денежных средств	(44991261000)	(49081375636)	(42140562787)	(35307918482)	(28583114933)	(21965681322)	(15455019943)	(9052042717)	(3219960327)	2092109122	6930514407
Дисконтированный период окупаемости:			8.57								
Чистая настоящая стоимость (NPV) на 10-й год:		6 930 514 407									
Внутренняя ставка дохода (IRR):		12.64%									
Индекс доходности:		1.15									

Технико-экономический расчет 2 этапа добычи и переработки 2 млрд. м3 попутного нефтяного и природного газа с использованием сайклинг-процесса на Дулисьминском НГКМ

Вариант 2.2

С учетом стоимости приобретения парка подвижного состава

1. Инвестиции:

№п/п	Статья затрат	Капитальные затраты
1	Газодобывающие скважины в количестве 71 шт.	5 680 000 000р.
2	Установка низкотемпературной сепарации природного газа (две технологические установки), установка стабилизации конденсата	1 133 850 000р.
3	Установка производства метанола (1-ая очередь)	29 106 932 000р.
4	Газопровод Дулисьма - Железнодорожск-Илимский	8 700 332 000р.
5	Развитие транспортной системы (ж/д и автоналив):	70 147 000р.
6	Доработка мощности энергоцентра ДНГКМ с 18 МВт до 24 МВт с учетом поставки дополнительного блока "Урал - 6000"	300 000 000р.
7	Стоимость парка подвижного состава (1728 вагов-цистерн)	3 456 000 000р.
ИТОГО:		48 447 261 000р.

2. Доход от реализации:

№п/п	Наименование продуктов	Цена за тонну без налогов	Кол-во тонн/год	Доход от реализации
1	Газовый конденсат	14 000р.	279 200	3 908 800 000р.
2	Метанол	15 000р.	1 000 000	15 000 000 000р.
ИТОГО:				18 908 800 000р.

3. Прямые переменные расходы:

№п/п	Наименование продуктов	Цена за тонну без налогов	Кол-во тонн/год	Расход
1	СОГ на производство метанола	1р.	760 000	760 000р.
2	Процессинг на ПНГ и СОГ в метанол (зароботная плата и прочие расходы)	3 700р.	760 000	2 812 000 000р.
3	Расход газа на энергоцентр	1р.	57 000	57 000р.
ИТОГО:				2 812 817 000р.

* По данным Леннефтехимпроект

4. Маржинальная прибыль комплекса глубокой переработки:

16 095 983 000р.
85%

Маржинальная прибыль, % от дохода

5. Амортизация (кол-во лет)

33 1 468 098 818р.

6. Операционная прибыль до выплаты процентов и налогов (ЕВИТ)

14 627 884 182р.

7. Проценты по кредиту

10% 4 844 726 100р.

Налог на имущество

2.2% 1 065 839 742р.

Прибыль после уплаты процентов

8 717 318 340р.

Налог на прибыль

20% 1 743 463 668р.

8. Чистая прибыль комплекса глубокой переработки Н+М в первый год:

6 973 854 672р.

Чистая прибыль, % от дохода

37%

Примечание:

1. Расчет эффективности инвестиций проводится на основе маржинальной доходности.

Материальный баланс

Взято:	% мас.	тонн / год
Попутный нефтяной и природный газ	89.79%	1 769 500
Другие производные компоненты для производства метанола	10.21%	201 180
Итого:		1 970 680
Получено:		
Метанол	50.74%	1 000 000
Газовый конденсат	14.17%	279 200
Газ на сайклинг-процесс	33.13%	652 840
Потери	1.96%	38 640
Итого:		1 970 680

Комментарии:

Процессинг включает в себя: з/п сотрудников, расходы на сопутствующие материалы, расходы на электроэнергию, общехозяйственные расходы и пр.

- Позиция 1 таблицы 2 - суммарный выход газового конденсата составляет 279.2 тыс. тонн/год, в том числе:
а) 257.9 тыс. тонн/год с установки низкотемпературной конденсации и установки стабилизации газового конденсата
б) 21.3 тыс. тонн/год с установки подготовки газового конденсата

- Плотность сухого отбензиненного газа (СОГ) 0.76 кг/м3
- Цена СОГ: 1000 руб за 1000 м3
- Плотность попутного нефтяного газа 0.9 кг/м3
- Плотность природного газа 0.86 кг/м3

Время нахождения состава в пути:
от станции-налива до порта Восточный: 13 суток
обратно порожнем от порта Восточный до станции-налива: 13 суток
налив и разгрузка: 1 сутки
Итого: 27 суток (каждые сутки по 1-му составу по 64 цистерны = 27 составов)

Необходимое число цистерн в сутки: 64 шт (соответствует 1-му ж/д составу)

Район отправки	Расстояние, км.	Срок доставки, сут.	Метанол			Цена одного вагона, млн. руб.	Стоимость парка подвижного состава, млн. руб.
			Тариф за доставку 1 тонны, руб/т.	Объем производства, тыс. тонн в год	Оборотный парк подвижного состава, шт.		
Порт Восточный	4 124	13	4 854	1 000	1 728	2	3 456

* по данным "Уралвагонзавод"

Project Payback

Окупаемость проекта

Forecast Cash Flow / Прогноз Движения Денежных Поток

Год:	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Доход от реализации	-	18 908 800 000	18 908 800 000	18 908 800 000	18 908 800 000	18 908 800 000	18 908 800 000	18 908 800 000	18 908 800 000	18 908 800 000
<i>Прямые переменные затраты:</i>		2 812 817 000	2 812 817 000	2 812 817 000	2 812 817 000	2 812 817 000	2 812 817 000	2 812 817 000	2 812 817 000	2 812 817 000
Итого прямые переменные затраты	-	2 812 817 000	2 812 817 000	2 812 817 000	2 812 817 000	2 812 817 000	2 812 817 000	2 812 817 000	2 812 817 000	2 812 817 000
Прибыль до уплаты процентов, налогов и амортизации	-	16 095 983 000	16 095 983 000	16 095 983 000	16 095 983 000	16 095 983 000	16 095 983 000	16 095 983 000	16 095 983 000	16 095 983 000
Минус: амортизация		1 468 098 818	1 468 098 818	1 468 098 818	1 468 098 818	1 468 098 818	1 468 098 818	1 468 098 818	1 468 098 818	1 468 098 818
Маржинальная прибыль до уплаты налогов и процентов	-	14 627 884 182	14 627 884 182	14 627 884 182	14 627 884 182	14 627 884 182	14 627 884 182	14 627 884 182	14 627 884 182	14 627 884 182
Проценты по кредиту	10%	4 844 726 100	5 329 198 710	4 523 761 170	3 651 304 772	2 706 468 009	1 683 460 451	576 028 435		
Налог на имущество (2,2%)			1 065 839 742	1 033 541 568	1 001 243 394	968 945 220	936 647 046	904 348 872	872 050 698	839 752 524
Прибыль до уплаты налогов	-	4 844 726 100	8 232 845 730	9 070 581 444	9 975 336 015	10 952 470 952	12 007 776 684	13 147 506 875	13 755 833 484	13 788 131 658
Минус: налоги - 20%	-		1 646 569 146	1 814 116 289	1 995 067 203	2 190 494 190	2 401 555 337	2 629 501 375	2 751 166 697	2 757 626 332
Чистая прибыль	-	4 844 726 100р.	6 586 276 584р.	7 256 465 155р.	7 980 268 812р.	8 761 976 762р.	9 606 221 348р.	10 518 005 500р.	11 004 666 787р.	11 030 505 326р.
Плюс: амортизация	-	1 468 098 818	1 468 098 818	1 468 098 818	1 468 098 818	1 468 098 818	1 468 098 818	1 468 098 818	1 468 098 818	1 468 098 818
Минус: инвестиции	48 447 261 000р.									
Чистый поток денежных средств	(48447261000)	4 844 726 100	8 054 375 402	8 724 563 973	9 448 367 630	10 230 075 580	11 074 320 166	11 986 104 318	12 472 765 605	12 498 604 144
	-	4 844 726 100р.	8 054 375 402р.	8 724 563 973р.	9 448 367 630р.	10 230 075 580р.	11 074 320 166р.	11 986 104 318р.	12 472 765 605р.	12 498 604 144р.
Погашение основной части кредита			8 054 375 402р.	8 724 563 973р.	9 448 367 630р.	10 230 075 580р.	11 074 320 166р.	5 760 284 348р.	-р.	-р.
Кумулятивный чистый поток денежных средств	(48447261000)	(53291987100)	(45237611698)	(36513047725)	(27064680094)	(16834604514)	(5760284348)	6225819970	18698585575	31197189720
Недисконтированный период окупаемости:		6.48								
Период окупаемости с начала эксплуатации:		4.98								
Ставка дисконтирования:	10.00%									
Дисконтированный поток денежных средств	-	4 404 296 455	6 656 508 597	6 554 894 045	6 453 362 223	6 352 072 064	6 251 165 027	6 150 766 737	5 818 637 206	5 300 628 251
Кумулятивный дисконтированный поток денежных средств	(48447261000)	(52851557455)	(46195048858)	(39640154813)	(33186792590)	(26834720526)	(20583555500)	(14432788763)	(8614151556)	(3313523306)
Дисконтированный период окупаемости:		9.69								
Чистая настоящая стоимость (NPV) на 10-й год:		1 515 191 525								
Внутренняя ставка дохода (IRR):		10.55%								
Индекс доходности:		1.03								

Технико-экономический расчет 3 этапа добычи и переработки 2 млрд. м3 природного газа и добычи 0.4 млрд. м3 попутного нефтяного газа с использованием сайклинг-процесса на Дулисьминском НГКМ

1. Инвестиции:

№п/п	Статья затрат	Капитальные затраты
1	Установка производства метанола (2-ая очередь)	11 552 489 000р.
2	Установка конверсии метанола в пропилен и этилен	23 662 530 000р.
3	Установка производства полипропилена	12 468 039 000р.
4	Установка производства уксусной кислоты	2 193 899 000р.
5	Дооснащение газотранспортной системы (линейных КС) дополнительными компрессорами (по 1 компрессору в каждой КС)	324 000 000р.
	ИТОГО:	50 200 957 000р.

2. Доход от реализации:

№п/п	Наименование продуктов	Цена за тонну без налогов	Кол-во тонн/год	Доход от реализации
1	Уксусная кислота	14 000р.	1 100 000	15 400 000 000р.
2	СПБТ	16 000р.	22 600	361 600 000р.
3	Основа бензина АИ-92	25 000р.	122 100	3 052 500 000.00р.
4	Полипропилен	57 000р.	300 800	17 145 600 000.00р.
	ИТОГО:			35 959 700 000р.

3. Прямые переменные расходы:

№п/п	Наименование продуктов	Цена за тонну без налогов	Кол-во тонн/год	Расход
1	Процессинг (з/п и прочие расходы)*	7 250р.	1 292 000	9 367 000 000р.
2	СОГ	1 316р.	1 292 000	1 700 272 000р.
3	Расход газа на энергоцентр	1р.	57 000	57 000р.
	ИТОГО:			11 067 329 000р.

* По данным Леннефтехимпроект

4. Маржинальная прибыль комплекса глубокой переработки:

Маржинальная прибыль, % от дохода

24 892 371 000р.
69%

5. Амортизация (кол-во лет)

33 1 521 241 121р.

6. Операционная прибыль до выплаты процентов и налогов (ЕВИТ)

23 371 129 879р.

7. Проценты по кредиту

10% 5 020 095 700р.

Налог на имущество

2.2% 1 104 421 054р.

Прибыль после уплаты процентов

17 246 613 125р.

Налог на прибыль

20% 3 449 322 625р.

8. Чистая прибыль комплекса глубокой переработки Н+М в первый год:

13 797 290 500р.

Чистая прибыль, % от дохода

38%

Примечание:

1. Расчет эффективности инвестиций проводится на основе маржинальной доходности.

Материальный баланс

	% мас.	тонн / год
Взято:		
СОГ	100.00%	1 292 000
Итого:	100.00%	1 292 000
Получено:		
Уксусная кислота	71.17%	1 100 000
СПБТ	1.46%	22 600
Основа бензина АИ-92	7.90%	122 100
Полипропилен	19.46%	300 800
Итого:	100.00%	1 545 500

Комментарии:

Процессинг включает в себя: з/п сотрудников, расходы на сопутствующие материалы, расходы на электроэнергию, общехозяйственные расходы и пр.

- Плотность сухого отбензиненного газа (СОГ) 0.76 кг/м3
- Цена СОГ: 1000 руб за 1000 м3

Project Payback

Окупаемость проекта

Forecast Cash Flow / Прогноз Движения Денежных Поток

Год:	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Доход от реализации	-	35 959 700 000	35 959 700 000	35 959 700 000	35 959 700 000	35 959 700 000	35 959 700 000	35 959 700 000	35 959 700 000	35 959 700 000
<i>Прямые переменные затраты:</i>										
		11 067 329 000	11 067 329 000	11 067 329 000	11 067 329 000	11 067 329 000	11 067 329 000	11 067 329 000	11 067 329 000	11 067 329 000
Итого прямые переменные затраты	-	11 067 329 000	11 067 329 000	11 067 329 000	11 067 329 000	11 067 329 000	11 067 329 000	11 067 329 000	11 067 329 000	11 067 329 000
Прибыль до уплаты процентов, налогов и амортизации	-	24 892 371 000	24 892 371 000	24 892 371 000	24 892 371 000	24 892 371 000	24 892 371 000	24 892 371 000	24 892 371 000	24 892 371 000
Минус: амортизация		1 521 241 121	1 521 241 121	1 521 241 121	1 521 241 121	1 521 241 121	1 521 241 121	1 521 241 121	1 521 241 121	1 521 241 121
Маржинальная прибыль до уплаты налогов и процентов	-	23 371 129 879	23 371 129 879	23 371 129 879	23 371 129 879	23 371 129 879	23 371 129 879	23 371 129 879	23 371 129 879	23 371 129 879
Проценты по кредиту	10%	5 020 095 700	5 522 105 270	4 030 412 873	2 416 707 701	671 228 730				
Налог на имущество (2,2%)			1 104 421 054	1 070 953 749	1 037 486 445	1 004 019 140	970 551 835	937 084 531	903 617 226	870 149 921
Прибыль до уплаты налогов	-	5 020 095 700	16 744 603 555	18 269 763 256	19 916 935 733	21 695 882 009	22 400 578 043	22 434 045 348	22 467 512 653	22 500 979 957
Минус: налоги - 20%	-		3 348 920 711	3 653 952 651	3 983 387 147	4 339 176 402	4 480 115 609	4 486 809 070	4 493 502 531	4 500 195 991
Чистая прибыль	-	5 020 095 700р.	13 395 682 844р.	14 615 810 605р.	15 933 548 587р.	17 356 705 607р.	17 920 462 435р.	17 947 236 278р.	17 974 010 122р.	18 000 783 966р.
Плюс: амортизация	-		1 521 241 121	1 521 241 121	1 521 241 121	1 521 241 121	1 521 241 121	1 521 241 121	1 521 241 121	1 521 241 121
Минус: инвестиции		50 200 957 000р.								
Чистый поток денежных средств	(50200957000)	5 020 095 700	14 916 923 965	16 137 051 726	17 454 789 708	18 877 946 728	19 441 703 556	19 468 477 400	19 495 251 243	19 522 025 087
		-	5 020 095 700р.	14 916 923 965р.	16 137 051 726р.	17 454 789 708р.	18 877 946 728р.	19 441 703 556р.	19 468 477 400р.	19 495 251 243р.
Погашение основной части кредита			14 916 923 965р.	16 137 051 726р.	17 454 789 708р.	6 712 287 301р.	-р.	-р.	-р.	-р.
Кумулятивный чистый поток денежных средств	(50200957000)	(55221052700)	(40304128735)	(24167077009)	(6712287301)	12165659427	31607362983	51075840383	70571091626	90093116713
Недисконтированный период окупаемости:		4.36								
Период окупаемости с начала эксплуатации:		2.86								
Ставка дисконтирования:	10.00%									
Дисконтированный поток денежных средств	-	4 563 723 364	12 328 036 335	12 124 005 805	11 921 856 231	11 721 719 659	10 974 334 813	9 990 407 227	9 094 678 584	8 279 244 345
Кумулятивный дисконтированный поток денежных средств	(50200957000)	(54764680364)	(42436644029)	(30312638224)	(18390781993)	(6669062334)	4305272479	14295679706	23390358290	31669602636
Дисконтированный период окупаемости:		5.44								
Чистая настоящая стоимость (NPV) на 10-й год:		39 206 510 880								
Внутренняя ставка дохода (IRR):		22.05%								
Индекс доходности:		1.78								

Направления применения метанола в химической промышленности России

Наименование продукта	Потребление метанола на производстве, тыс. тонн
Формальдегид, в том числе:	593
ООО "Томскнефтехим"	148
Концерн "Губаха"	356
ООО "Нижекамскнефтехим"	89
Изопрен (из изобутана), в том числе:	355
ОАО «Нижекамскнефтехим»	142
ООО «Тольяттикаучук»	213
Метилтретбутиловый эфир (МТБЭ), в том числе:	329
ОАО "КАУЧУК"	42
ОАО "Уралоргсинтез"	48
ООО "Тобольск-Нефтехим"	34
ООО "Тольяттикаучук"	17
ЗАО "Сибур-Химпром"	9
Всего СИБУР:	150
ЗАО "ЭКООЙЛ"	100
ОАО "НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ"	30
Московский НПЗ	12
ЗАО "Стерлитамакский НХЗ"	11
ОАО "Славнефть-ЯНОС" (ЗАО "ЯРВАЗ")	9
ОАО "Уфимский НПЗ"	15
ОАО "Ангарская НХК"	2
Карбамидоформальдегидный концентрат (КФК), в том числе:	370
ОАО "Метафракс"	195
ОАО "Тольяттиазот"	146
ОАО "Щекиноазот"	29
Уксусная кислота	91
ОАО «Невинномысский Азот» - единственный производитель - метанол используется только при производстве 100% безводной кислоты	91
Ингибиторы гидратообразования и осушающие агенты в газовой промышленности	186
Прочие направления: - производство метилметакрилата; - производство метилакрилата; - производство метилхлорида; - производство диметилтерефталата; - применение метанола в нефтедобывающей промышленности	275
Всего:	2 200

Производители метанола в России

В 2013 году загруженность производственных мощностей по выпуску метанола составила в среднем 80% от проектной.

Почти все предприятия сосредоточены в европейской части России в зоне развитой транспортной инфраструктуры.

В структуре потребления до 30% приходится на внутризаводское использование.

С июля 2014 г. Еврокомиссия отменяет импортные пошлины на метанол.

Крупнейшая страна назначения экспортных объемов российского метанола – Финляндия, также крупными импортерами являются Словакия, Румыния, Турция и Польша.

Прогноз развития мощностей по производству метанола в РФ в 2013-2025 гг. предусматривает рост производства до 10.24 млн. т по максимальному сценарию.

Технология двухстадийного риформинга применялась в Тульской области при строительстве на «Щекиноазот» метанольной установки мощностью 1350 т/сутки. Установка введена в эксплуатацию в 2011 г.

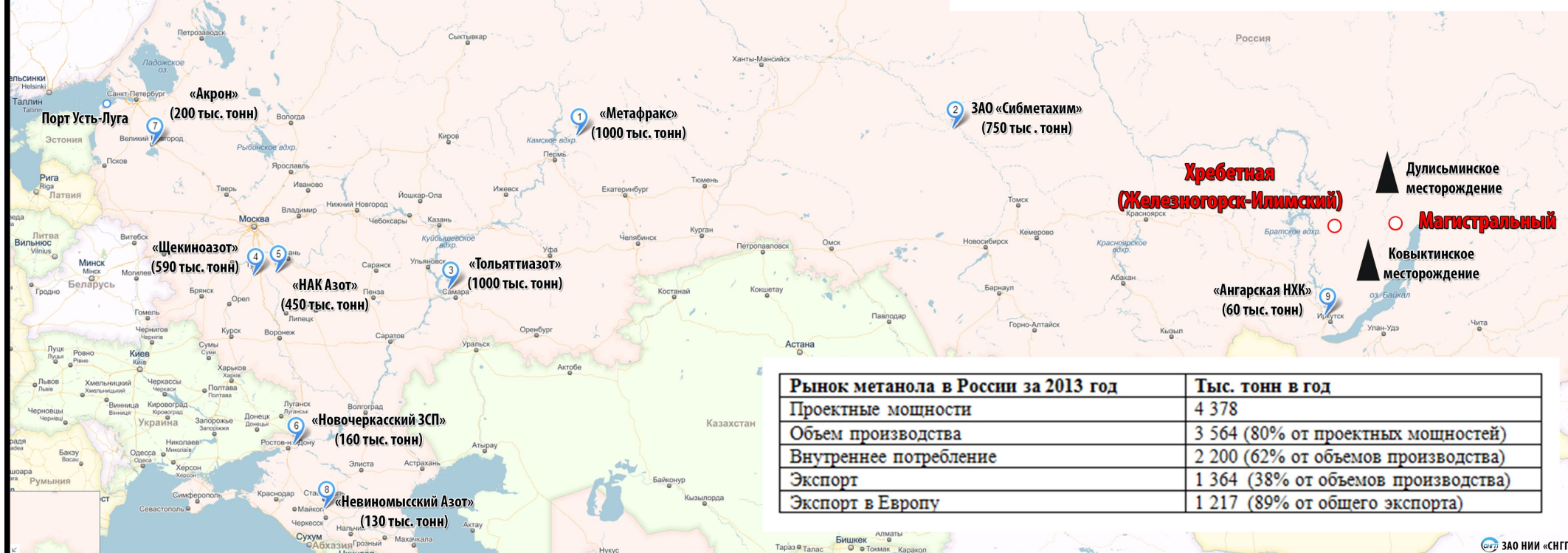
В 2013 г. компания AzMeCo ввела в эксплуатацию метанольный завод мощностью 560 тыс. т/год.

В 2014 г. смонтирована установка по утилизации углекислого газа из дымовых газов мощностью 117 тыс. т/год.

Как результат - мощность производства метанола увеличилась на 28.6% до 720 тыс. т/год.

Производство метанола в России.

№	Предприятие	Проектные мощности, тыс. тонн	Произведено в 2013 году, тыс. тонн	Величина экспорта в 2013 году, тыс. тонн
1	Метафракс	1000	1022	324.3
2	Сибметатахим	750	814.1	368.8
3	Тольяттиазот	1000	852	265.4
4	Щекиноазот	590	233	275.9
5	НАК Азот	450	436	118.9
6	Новочеркасский ЗСП	160	нет данных	нет данных
7	Акрон	200	88	11.2
8	Невинномысский Азот	155	119	нет данных
9	Ангарская НХК	60	нет данных	нет данных
10	Новатэк	12.5	нет данных	нет данных
Всего		4377.5	3564.1	1364.5



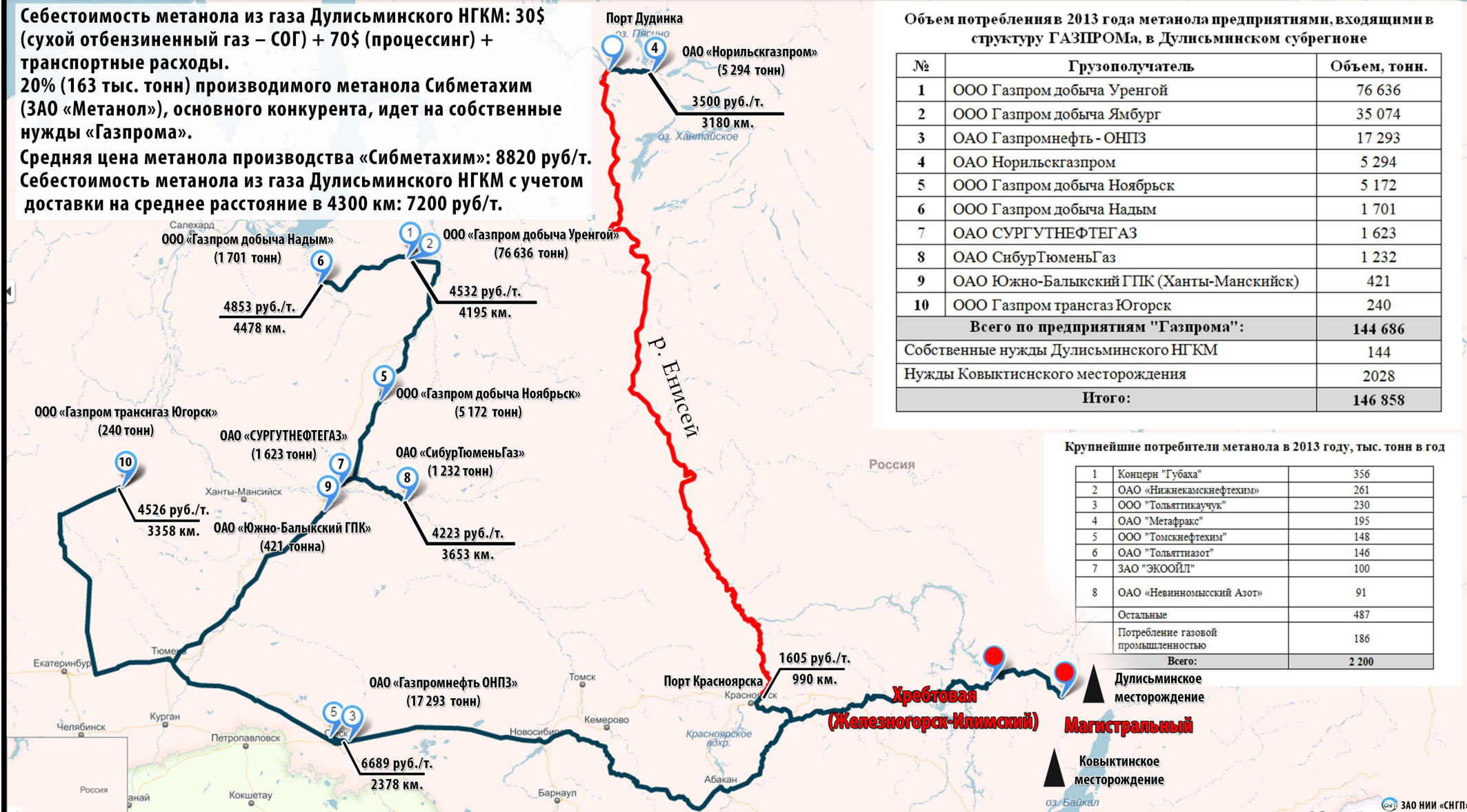
Рынок метанола в России за 2013 год	Тыс. тонн в год
Проектные мощности	4 378
Объем производства	3 564 (80% от проектных мощностей)
Внутреннее потребление	2 200 (62% от объемов производства)
Экспорт	1 364 (38% от объемов производства)
Экспорт в Европу	1 217 (89% от общего экспорта)

Потребление метанола в субрегионе Дулисьминского НГКМ

Себестоимость метанола из газа Дулисьминского НГКМ: 30\$ (сухой отбензиненный газ – СОГ) + 70\$ (процессинг) + транспортные расходы.

20% (163 тыс. тонн) производимого метанола Сибметакхим (ЗАО «Метанол»), основного конкурента, идет на собственные нужды «Газпрома».

Средняя цена метанола производства «Сибметакхим»: 8820 руб./т. Себестоимость метанола из газа Дулисьминского НГКМ с учетом доставки на среднее расстояние в 4300 км: 7200 руб./т.



Объем потребления в 2013 году метанола предприятиями, входящими в структуру ГАЗПРОМа, в Дулисьминском субрегионе

№	Грузополучатель	Объем, тонн.
1	ООО Газпром добыча Уренгой	76 636
2	ООО Газпром добыча Ямбург	35 074
3	ОАО Газпромнефть - ОНПЗ	17 293
4	ОАО Норильскгазпром	5 294
5	ООО Газпром добыча Ноябрьск	5 172
6	ООО Газпром добыча Надым	1 701
7	ОАО СУРГУТНЕФТЕГАЗ	1 623
8	ОАО СибурТюменьГаз	1 232
9	ОАО Южно-Балыкский ГПК (Ханты-Мансийск)	421
10	ООО Газпром трансгаз Югорск	240
Всего по предприятиям "Газпрома":		144 686
Собственные нужды Дулисьминского НГКМ		144
Нужды Кovyктинского месторождения		2028
Итого:		146 858

Крупнейшие потребители метанола в 2013 году, тыс. тонн в год

1	Концерн "Губаха"	356
2	ОАО «Нижнекамскнефтехим»	261
3	ООО "Тольяттикаучук"	230
4	ОАО "Метафракс"	195
5	ООО "Томскнефтехим"	148
6	ОАО "Тольяттиазот"	146
7	ЗАО "ЭКОЙЛ"	100
8	ОАО «Невинномысский Азот»	91
Остальные		487
Потребление газовой промышленностью		186
Всего:		2 200

Морские пути Порт Восточный – потребители в регионе.

Страна/порт	Длина морского пути от порта Восточный, км
Китай	Среднее значение длины морского пути - 2 523 км
Далянь	2000
Гуанчжоу	3196
Гонконг	3039
Нинбо	1871
Циндао	1898
Шанхай	1778
Секо	3095
Шэньчжэнь	3098
Тяньцзинь	2180
Сямэнь	2565
Янтьян	3029
Корея	Среднее значение длины морского пути - 1 034 км
Пусан	950
Гванггуан	1117
Япония	Среднее значение длины морского пути - 1 657 км
Кобе	1518
Нагоя	1848
Осака	1540
Шимизу	1731
Иокогама	1646
Индия	Среднее значение длины морского пути - 9 893 км
Ченнаи	8485
Джавахарлала Неру	10075
Мундра	10690
Пипавав	10322
Малайзия	Среднее значение длины морского пути - 5 765 км
Порт-Кланг	5928
Танджунг Пелепас	5601
Индонезия	Среднее значение длины морского пути - 6 150 км
Джакарте	6098
Сурабая	6201

Варианты транспортировки метанола до потребителей

Период навигации: середина августа – конец сентября

Порт Диксон
8000 руб./т.
3180 км.

Порт Дудинка

Период навигации:
речная возможна только летом

р. Енисей

Порт Дудинка ежегодно затапливается в период весеннего ледохода.

Отсутствие круглогодичной навигации в морских портах Диксон и Тикси.

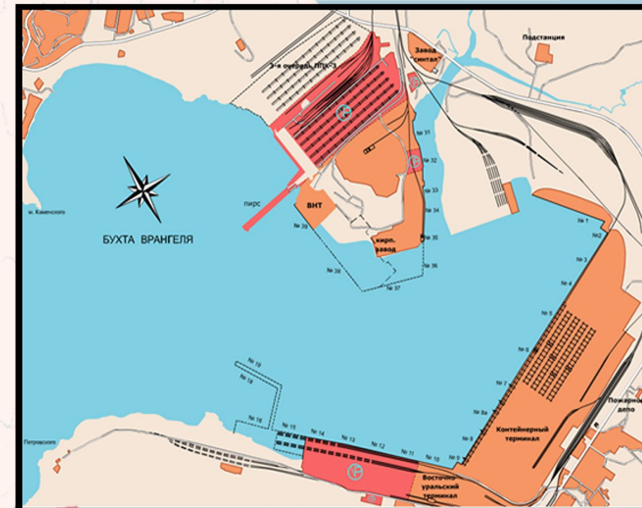
Невозможность налива и транспортировки больших объемов метанола (64 цистерн в сутки) по маршрутам: речной порт Усть-Кут – морской порт Тикси, речной порт Лесосибирский – порт Дудинка – морской порт Диксон.

Период навигации: середина июля – середина октября

Порт Тикси
7500 руб./т.
3665 км.

р. Лена

ПЛАН ПОРТА ВОСТОЧНЫЙ



Восточный нефтехимический терминал:

- Незамерзающая бухта
- Грузооборот 1 300 000 тонн нефтехимических грузов
- Выставочный парк на 180 ж/д цистерн
- Двухсторонняя ж/д эскакада
- Резервуарный парк общей емкостью 28 000 тонн
- Средняя скорость налива танкера 500-700 м.куб./ч

Хребтовая (Железногорск-Илимский)

Магистральный

Порт Лесосибирский (Енисей)

2525 руб./т.

1953 км.

Наушки

3303 руб./т.

2715 км.

Забайкальск

4730 руб./т.

4124 км.

Анализ рынка метанола.

Страны	Объем импорта за 2013 год, тыс. тонн	Цена на метанол по странам импортерам (долл. США/тонна) за 2013 год	Себестоимость производства метанола из газа Дулиньминского НГКМ с доставкой в порт грузополучателя, долл. США
Китай	4 859	386	291
Япония	1 699	421	273
Республика Корея	1 695	420	261
Индия	1 397	387	439
Малайзия	367	400	356
Индонезия	341	440	364
Всего:	10 358	409 (среднее значение)	331 (среднее значение)

Импорт метанола из других стран, тыс. тонн в год: 4859

КИТАЙ

ИНДИЯ

ЯПОНИЯ

КОРЕЯ

Мощности по производству метанола в Китае по данным компании Johnson Matthey.

№	Компания/проект	Местонахождения	Сырье	Мощность, т/сутки	Мощность тыс. тонн/год	Дата запуска
1	China Shenhua Coal to Liquid and Chemical Company	Урумчи, провинция Синьцзян	Уголь	5 500	1 925	2015 (план)
2	Shaanxi Yanchang Petroleum Yanan Energy and Chemical Co. Ltd.	Янань, провинция Шэньси	Уголь	5 500	1 925	2015 (план)
3	China Coal Shaanxi Yulin Energy & Chemical Co. Ltd.	Юлинь, провинция Шэньси	Уголь	2 линии по 5 500	3 850	2014 (план)
4	Chongqing Changfeng Chemical Industry Co. Ltd	Индустриальный парк Чаншоу, г. Чунцин	Отходящие газы	2 870	1 004.5	2014 (план)
5	Ningxia Baofeng Energy Group Co. Ltd	Линь, провинция Нинся	Уголь+кокс овый газ	4 550	1 592.5	2014 (план)
6	Yankuang Ordos	Ордос, Внутренняя Монголия	Уголь	3 000	1 050	2013
7	Yulin Energy & Chemical Co. Ltd. of Yanchang Petroleum Group Co. in Shaanxi	Юлинь, провинция Шэньси	Уголь	5 500	1 925	2013
8	Pu Cheng Clean Energy Chemical Co. Ltd.	Уезд Пучен, провинция Шэньси	Уголь	6 000	2 100	2013
9	Shaanxi Yulin Kaiyue Coal Chemical Co. Ltd.	Юлинь, провинция Шэньси	Уголь	2 030	710.5	2013
10	Chongqing Carbinol Chemical Industry Co., Ltd (CCCI)	Индустриальный парк Чаншоу, г. Чунцин	Уголь	2 590	906.5	2013
11	Sichuan Vinylon Works	Индустриальный парк Чаншоу, г. Чунцин	Отходящие газы	2 313	809.55	2011
12	Mengda New Energy Chemical Industry Base Development Co. Ltd.	Ордос, Внутренняя Монголия	Уголь	2030	710.5	2013
13	China Blue Chemical Co. Ltd.	Остров Хайнань	Уголь	2 500	875	2010
14	Qinghai Zhonghao	Уезд Голмуд, провинция Цинхай	Уголь	2 000	700	2010
15	Shenhua Baotou Coal Chemical Company	Баотоу, Внутренняя Монголия	Уголь	5500	1925	2010
16	Sichuan Vinylon Works of China	Чунцин	Уголь	315	110.25	2003
17	Sichuan Vinylon Works of China	Чунцин	Уголь	460	161	1979
Всего				63 658	22 280.3	

Производители метанола в Китае

Мощности по производству метанола на 2013 год: 11 983 тыс. тонн/год
Новые мощности, вводимые в 2014 году: 6 447 тыс. тонн/год
Новые мощности, вводимые в 2015 году: 3 850 тыс. тонн/год
Суммарные мощности по производству метанола на начало 2016 года: 22 280 тыс. тонн/год



По итогам 2013 г. мировое потребление метанола составило 66 млн. т, из них:
65% пришлось на страны Азии
17% - на Европу
11% - на США.

Значительное влияние Китая на мировое ценообразование.

В 2014 г. рост потребления по прогнозам составит 5 млн. т, основная доля – 4 млн т – придется на Китай.

На данный момент Китай не имеет достаточных мощностей для покрытия внутренних потребностей.

Метанольные заводы Китая сконцентрированы преимущественно на востоке и в центре страны.

Предприятия-потребители зачастую сильно удалены. А система логистики не справляется с выпускаемыми объемами, которые в итоге не всегда доходят до конечного покупателя.

Метанол занимает приоритетное место в энергетической безопасности Китая.

Объем выпуска метанола: 11.3 млн. т (2011 год), 26.3 млн. т. (2013 год)

Существенный рост потребления: – с 16.6 млн. т (2011 год) до 32 млн. т (2013 год).

Общая мощность предприятий на начало 2016 года - 22.28 млн. тонн в год

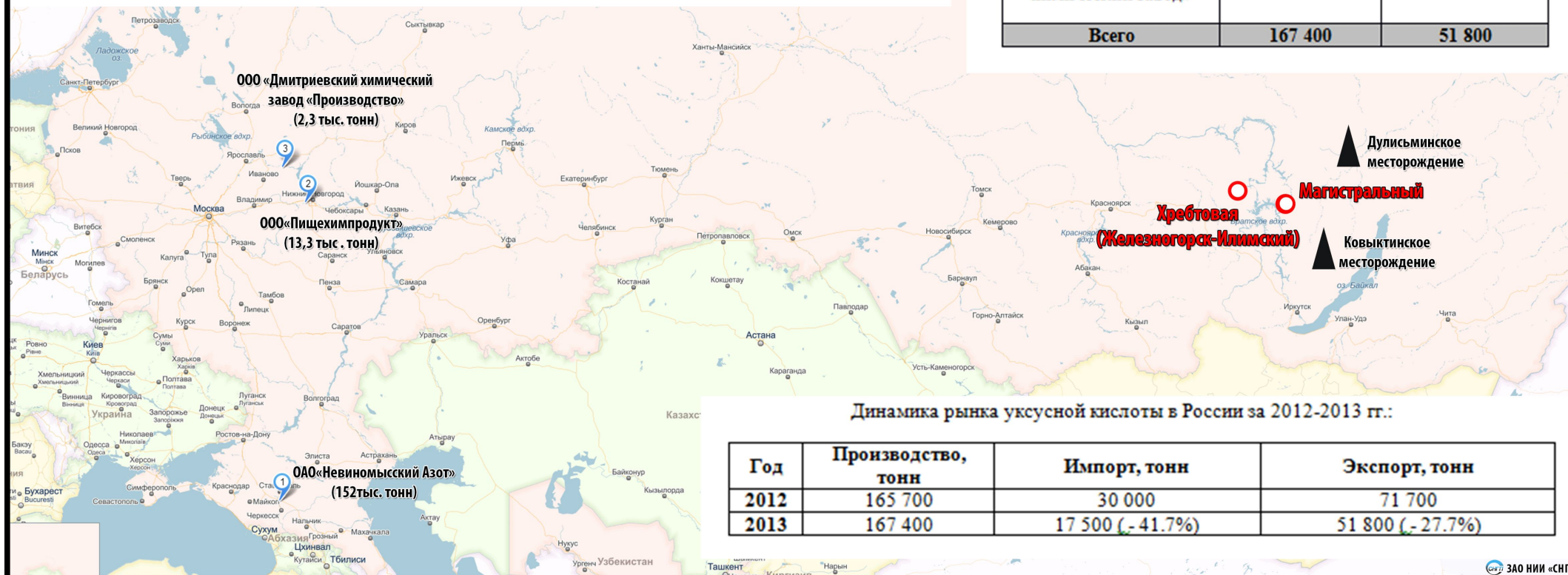
Производители уксусной кислоты в России

Среднее значение внутрироссийской цены за тонну производимой уксусной кислоты в 2013 году: 12 200 руб.

Рынок уксусной кислоты в России в 2013 году	Тонн в год
Объем производства	167 400
Внутреннее потребление (без учета импорта)	115 600 (69% от объемов производства)
Внутреннее потребление (с учетом импорта)	133 100 (80% от объемов производства)
Импорт	17 500 (11% от объемов производства)
Экспорт	51 800 (31% от объемов производства)

Производство уксусной кислоты в России.

Предприятие	Произведено в 2013 году, тонн	Величина экспорта в 2013 году, тонн
ОАО «Невинномысский Азот»	151 800	51 800
ООО «Пищепромпродукт»	13 200	
ООО «Дмитриевский химический завод»	2 300	
Всего	167 400	51 800



Динамика рынка уксусной кислоты в России за 2012-2013 гг.:

Год	Производство, тонн	Импорт, тонн	Экспорт, тонн
2012	165 700	30 000	71 700
2013	167 400	17 500 (- 41.7%)	51 800 (- 27.7%)

Импорт уксусной кислоты в России по регионам получения

Рынок уксусной кислоты в России в 2013 году	Тонн в год
Объем производства	167 400
Внутреннее потребление (без учета импорта)	115 600 (69% от объемов производства)
Внутреннее потребление (с учетом импорта)	133 100 (80% от объемов производства)
Импорт	17 500 (11% от объемов производства)
Экспорт	51 800 (31% от объемов производства)

Средняя цена российских производителей уксусной кислоты – 16 000 руб./тонна

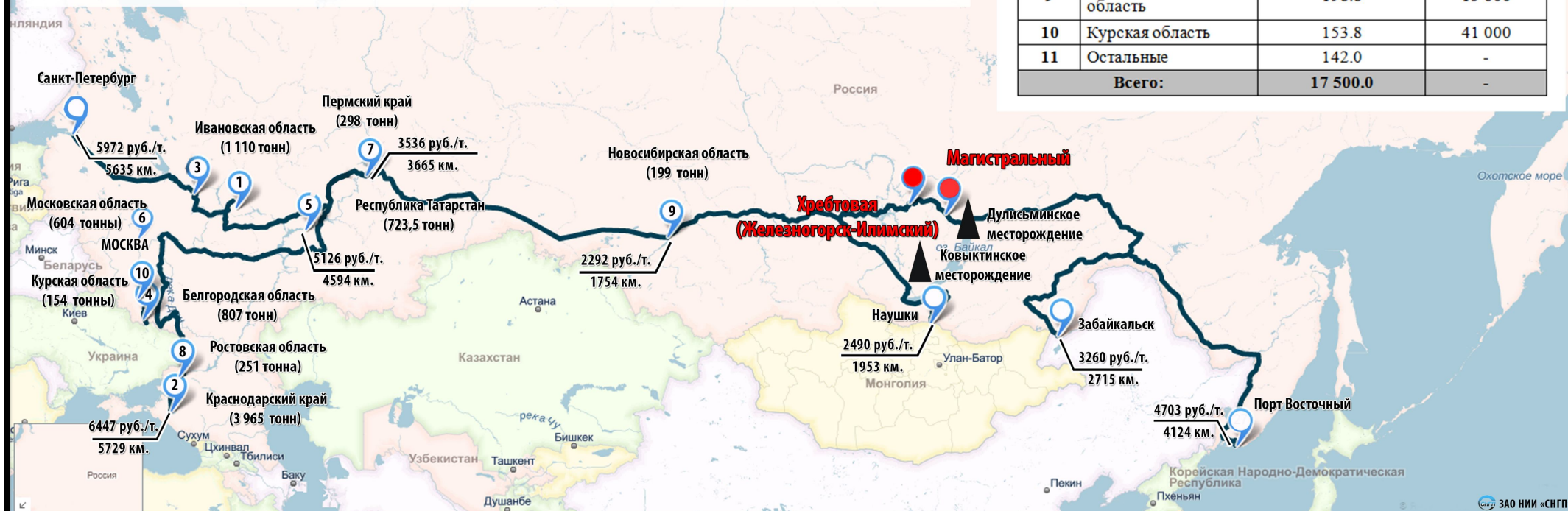
Основной экспортер уксусной кислоты в Россию в 2013 году – Украина (99.2%) – 17 360 тонн

Страны, потенциальные поставщики уксусной кислоты в Россию:

Германия, Южная Корея, Италия, Турция.

Импорт уксусной кислоты

№	Район потребления	Потребление, тонн	Стоимость, руб./тонна.
1	Нижегородская область	9 247.3	14 800
2	Краснодарский край	3 965.3	17 100
3	Ивановская область	1 109.7	13 300
4	Белгородская область	807.0	18 800
5	Республика Татарстан	723.5	14 200
6	Московская область	603.5	23 500
7	Пермский край	298.1	15 500
8	Ростовская область	250.9	20 300
9	Новосибирская область	198.8	15 600
10	Курская область	153.8	41 000
11	Остальные	142.0	-
Всего:		17 500.0	-



Варианты транспортировки уксусной кислоты до потребителей

Потребители уксусной кислоты в регионе

Страны	Объем импорт из других стран за 2012 год, тыс. тонн	Цена, руб./тонна
Индия	637	18 122
Таиланд	130.2	18 500
Индонезия	105	18 148
Сингапур	86.7	17 497
Республика Корея	59.4	16 694
Япония	46.6	19 215
Китай	22.8	17 364
Малайзия	5.4	32 889
Всего:	1 093.1	-

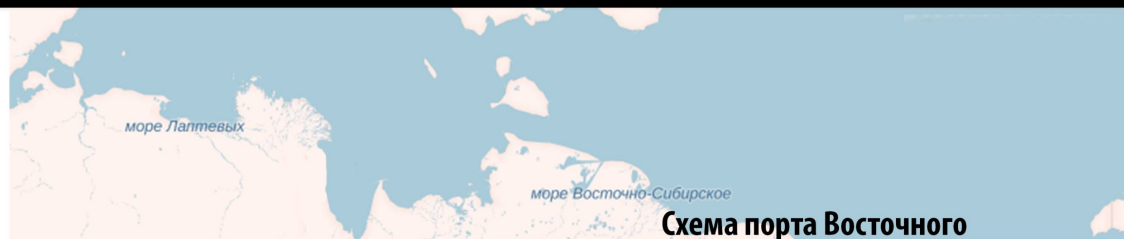


Схема порта Восточного



Общий импорт уксусной кислоты по всем странам мира за 2012 год составил: 3 524 тыс. тонн.
Относительно небольшой рынок спроса в регионе по сравнению с расчетным объемом (1 000 тыс. тонн) реализации уксусной кислоты, произведенной из газа Дулисьминского НГКМ.

Себестоимость уксусной кислоты и газа Дулисьминского НГКМ с учетом доставки на среднее расстояние в 4300 км.: 15 267 руб/т.



Варианты транспортировки СПБТ, высокооктанового компонента бензина АИ-92, полиэтилена и полипропилена до потребителей

Производство полимеров этилена в России за 2013 год

Предприятие	Место расположения	Объем производства, тыс. тонн в год
"Органический синтез", Казанское ОАО	Татарстан, Республика	653
"Томскнефтехим", ООО	Томская область	251.7
"Нижнекамскнефтехим", ОАО	Татарстан, Республика	201.5
ООО «Алко-Нафта»	Калининградская область	132.5
"Уфаоргсинтез", ОАО	Башкортостан, Республика	90.2
"Газпромнефтехим Салават", ОАО	Башкортостан, Республика	82.4
"Ставролен", ООО	Ставропольский край	70.4
"Ангарский завод полимеров", ОАО	Иркутская область	40.8
"НефтеХимСэвилен", ОАО	Татарстан, Республика	15.2
Прочие		14.3
Всего		1 552

Производство полимеров пропилена в России за 2013 год.

Предприятие	Место расположения	Объем производства, тыс. тонн в год
Томскнефтехим	Томская область	115
Нефтехимия	г. Москва	100.9
Уфаоргсинтез	Республика Башкортостан	118.8
Нижнекамскнефтехим	Республика Татарстан	210.3
Полиом	Омская область	189.5
Тобольск-Полимер	Тюменская область	500.0*
Всего		1 234.5

* - проектная мощность первой очереди; освоение мощности – 2014 год.

Российский импорт полипропилена по странам региона

Страна	Объем импорта, тыс. тонн	Цена, тыс. \$/тонна
Южная Корея	38 819	1 597
Китай	2 529	1 682
Индия	1 925	1 699
Таиланд	1 687	1 729
Япония	424	2 929
Тайвань	297	1 333
Всего	45 681	1 828

Среднемесячные рыночные показатели в РФ за первые восемь месяцев 2014 года, тыс. тонн

Продукт	Производство	Экспорт	Импорт	Потребление
Полиэтилен высокого давления ПВД	62.9	13.2	2.7	43.8
Полиэтилен низкого давления ПНД	67.0	0.6	23.1	89.6
Полипропилен ППП	75.6	17.1	10.1	73.0
Всего:	205.5	30.9	35.9	206.4

Структура цен на полимеры по состоянию на август 2014 года.

Продукт	Россия тыс.руб/тн	Европа евро/тн	Юго-Восточная Азия, долл./тн	Китай, долл./тн
Полиэтилен высокого давления	78,0 – 82,0	1890,6 – 1957,4	1550,0 – 1590,0	1580,0 – 1630,0
Полиэтилен низкого давления	82,5 – 93,0	1980,0 – 2010,6	1570,0 – 1620,0	1500,0 – 1620,0
Полипропилен	78,0 – 90,6	1670,3 – 2009,6	1540,0 – 1580,0	1500,0 – 1620,0

Средняя цена высокооктанового компонента бензина АИ92 составляет 25 тыс. руб/т
 Средняя цена СПБТ составляет 16 тыс. руб/т
 Себестоимость производства (без учета транспортировки до покупателя) составляет 13 370 руб./т
 Планируемый объем производства СПБТ составляет 22,6 тыс/т. в год
 Планируемый объем производства присадки к бензину АИ92 составляет 122,1 тыс. тонн в год
 Потенциальным покупателем является ОАО «Ангарский НПЗ»
 Себестоимость производства полиэтилена без учета доставки до потребителя составляет: 15 950 руб./т
 Себестоимость производства полипропилена без учета доставки до потребителя составляет: 16 100 руб./т

