

«Снижение рабочего давления в магистральном газопроводе  
«Лугинецкое – Парабель для обеспечения бесперебойной  
поставки СОГ с Лугинецкой ГКС»



**РОСНЕФТЬ**

**Восьмая Кустовая  
научно - техническая конференция  
молодых специалистов ОАО «НК «Роснефть»**

Авторы проекта:  
Аникин Константин Сергеевич  
Оператор технологических установок ЛГКС, УПНиГ  
Кашанов Егор Федорович  
Оператор технологических установок ЛГКС, УПНиГ

научный руководитель: заместитель начальника ЛГКС  
Болотин Андрей Владимирович

Тюмень  
22 апреля 2015



График 1. Среднемесячные давления в магистральном газопроводе «Нижневартовск–Парабель–Кузбасс» за период с 2012 по 2014 годы

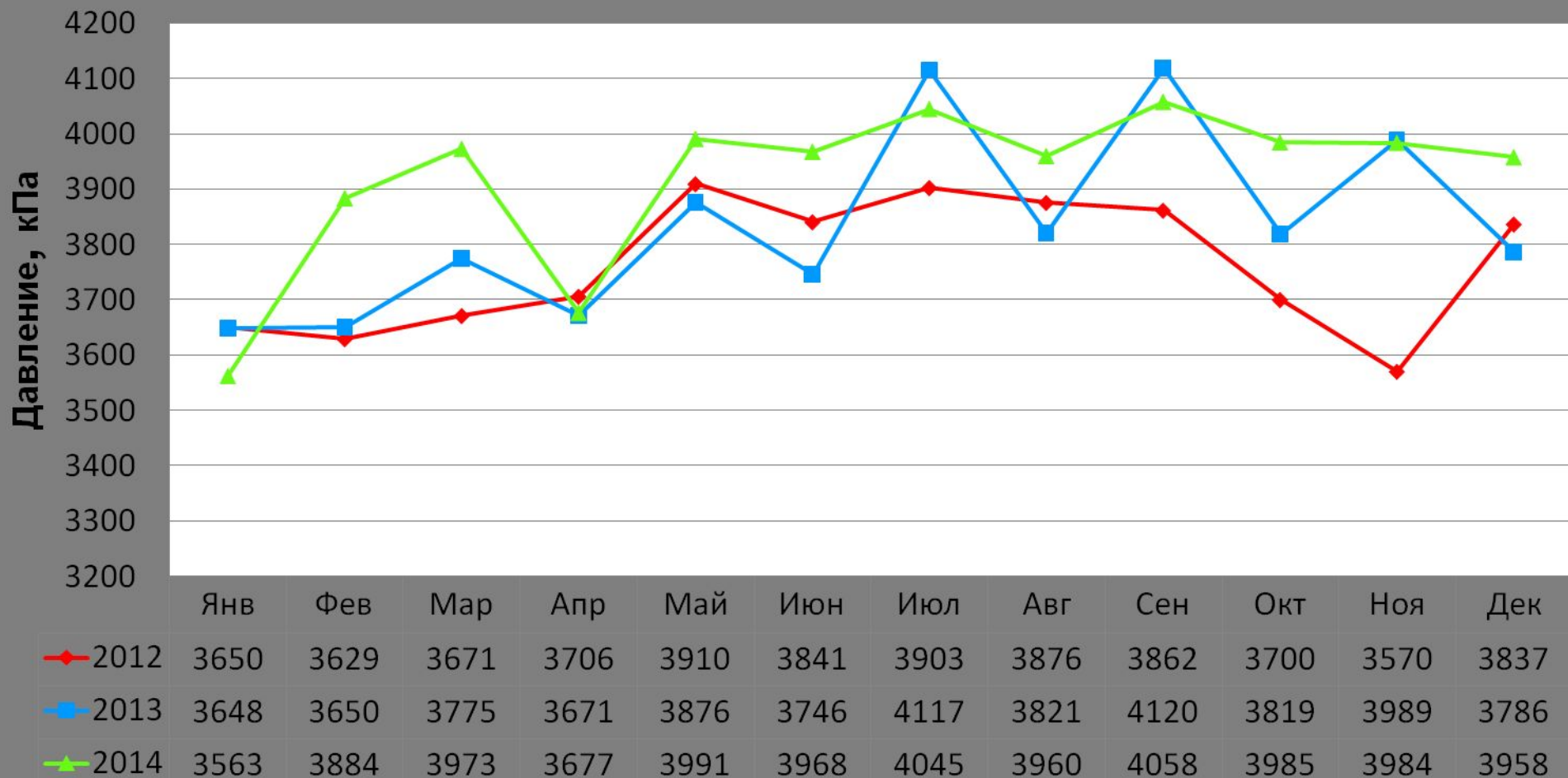




График 2. Среднегодовые давления в магистральном газопроводе «Нижневартовск – ПарABELь – Кузбасс» с 2012 по 2014 годы

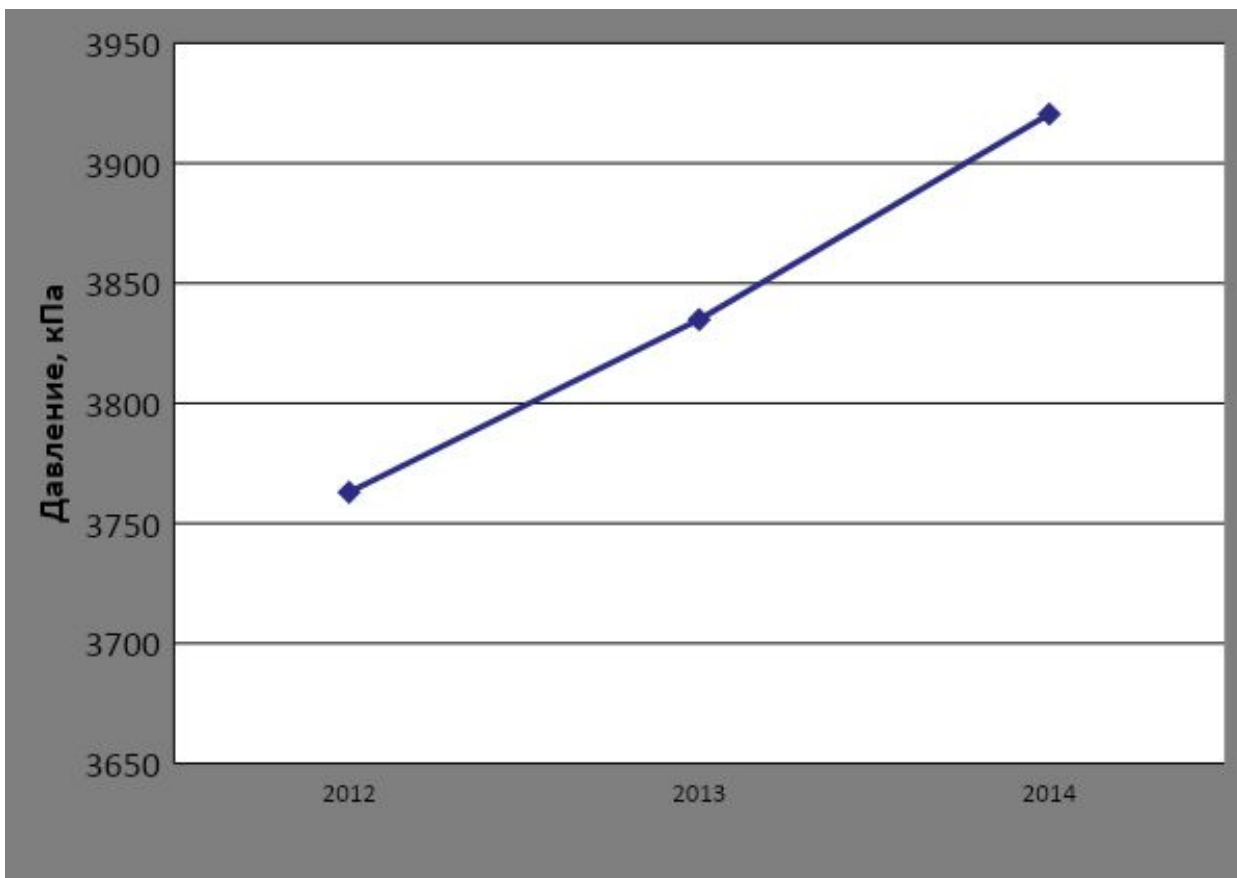
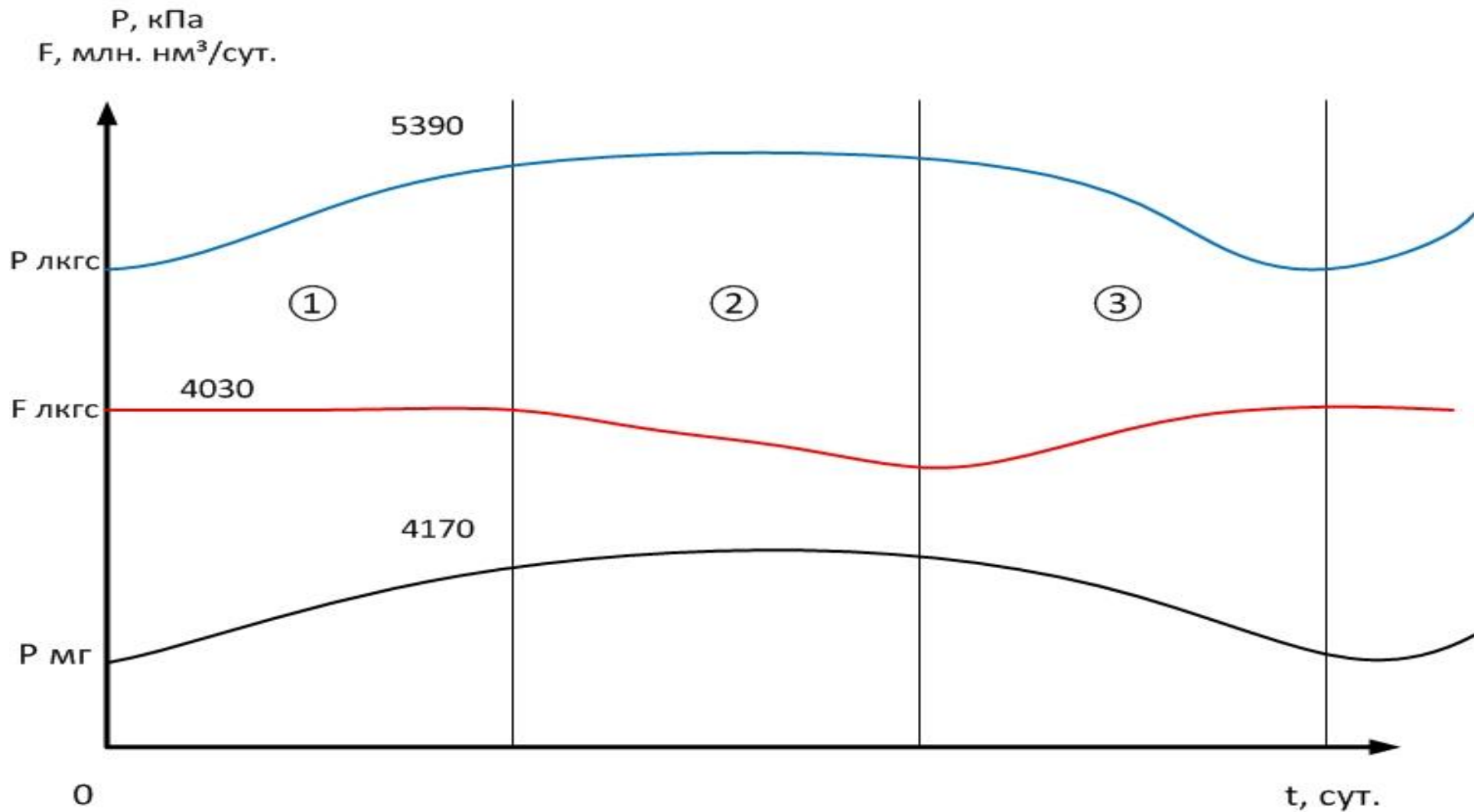


Таблица 1. Прогнозирование роста давления.

Год	Ожидаемое давление в МГ «Н-П-К»
2015	4005
2016	4090
2017	4175
2018	4260
2019	4345
2020	4430
2021	4515



График 3. Снижение производительности Лугинецкой ГКС.





### Цель данной работы:

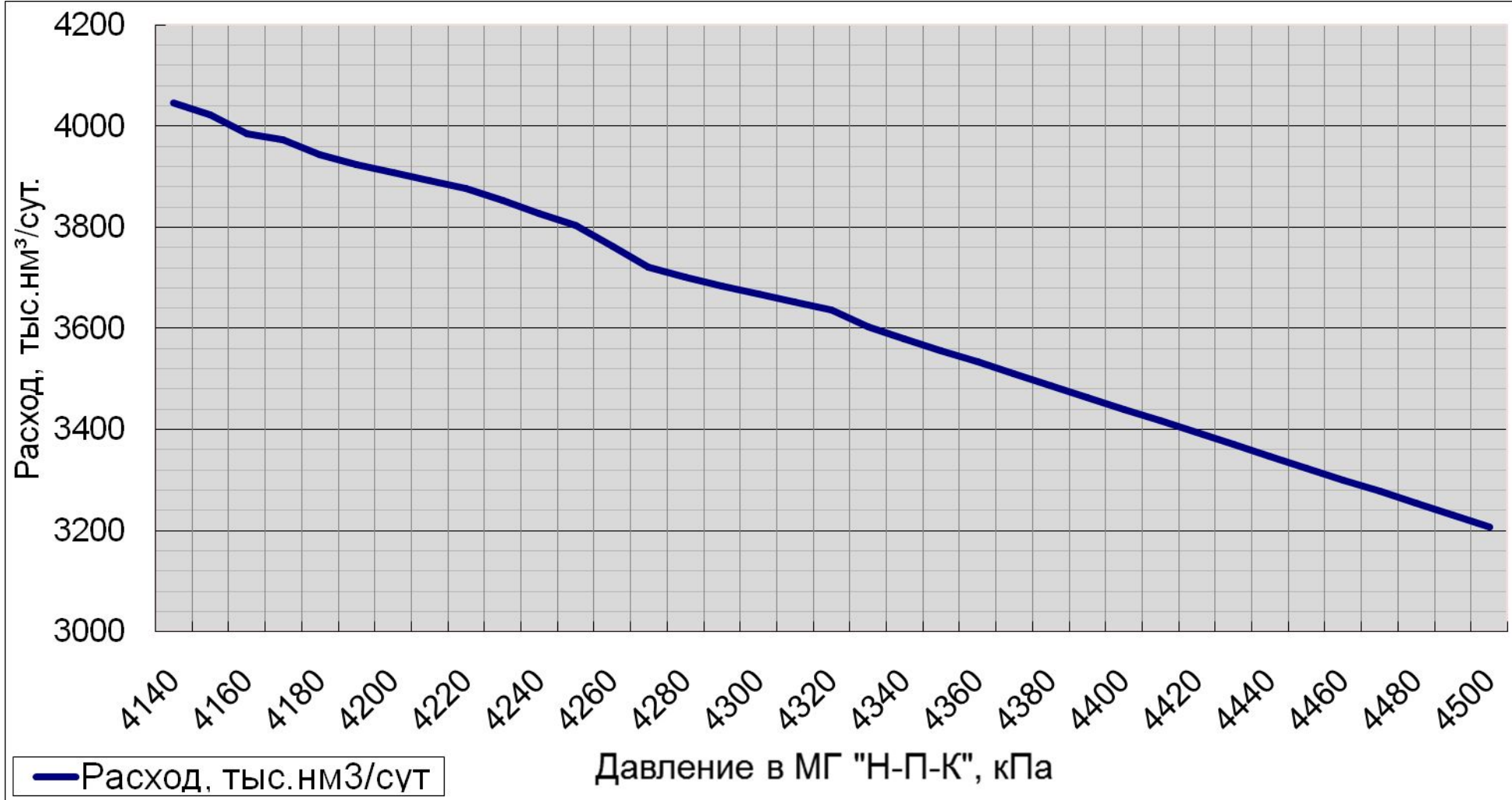
- поиск экономически выгодных вариантов решения проблемы по увеличению пропускной способности газопровода при максимальной производительности Лугинецкой ГКС по выработке СОГ .

### Задачи проекта:

- Анализ существующей ситуации пропускной способности газопровода «Лугинецкое–Парабель».
- Разработка варианта по увеличению пропускной способности газопровода «Лугинецкое–Парабель» при максимальной производительности Лугинецкой ГКС.



Графики 4. Зависимость производительности ЛГКС от увеличения давления в МГ «Нижневартовск – Парабель – Кузбасс» при максимально допустимом давлении на выходе станции 5390 кПа.



# Предлагаемый вариант решения проблемы.



Один из экономически выгодных вариантов решения проблемы по увеличению пропускной способности газопровода является сооружение ДКС.

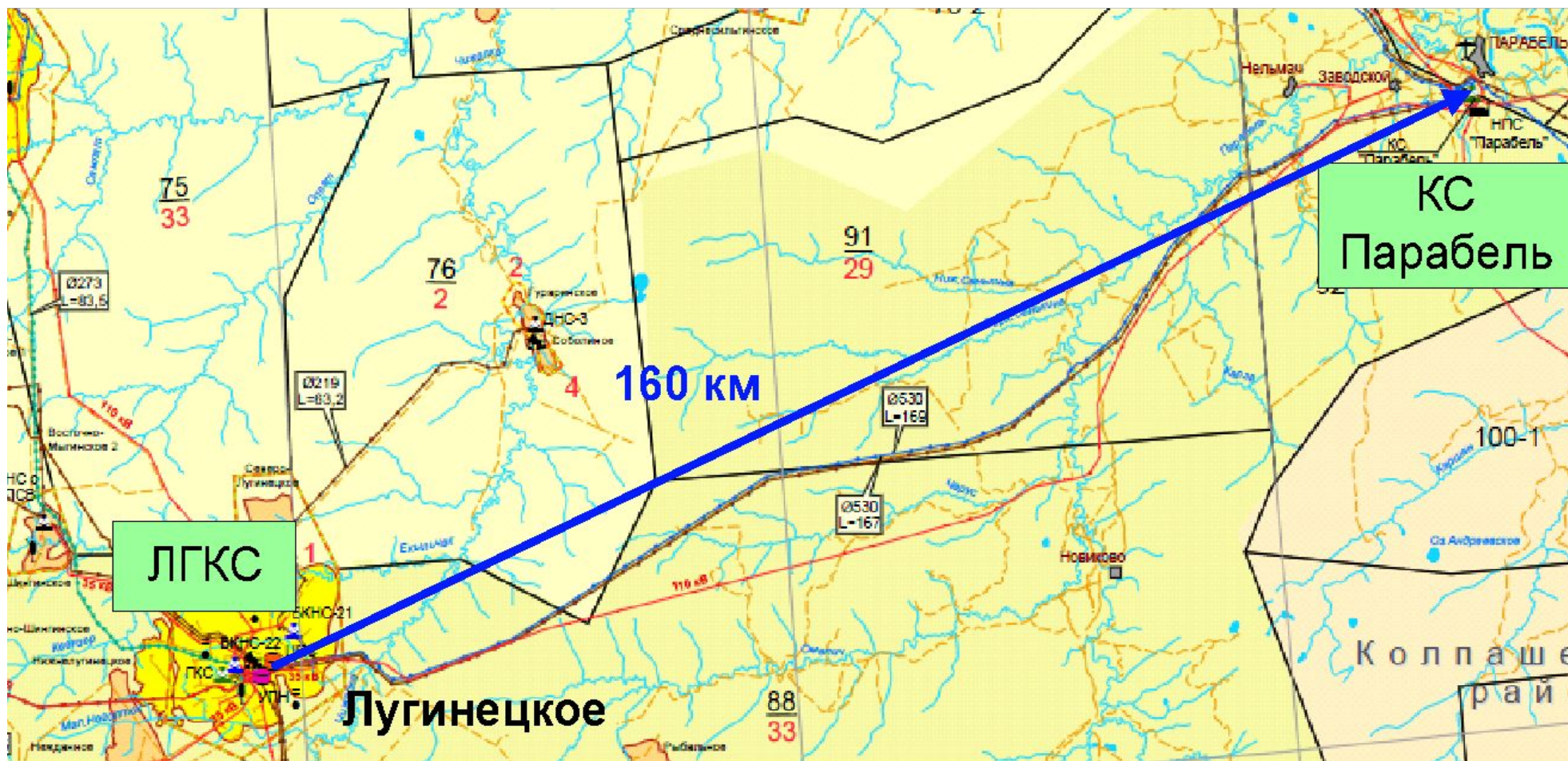


Рис.1

## Предлагаемый вариант решения проблемы.



На схеме № 1 представлена типовая схема транспортировки газа с применением ДКС в с. Парабель.

Рис.2

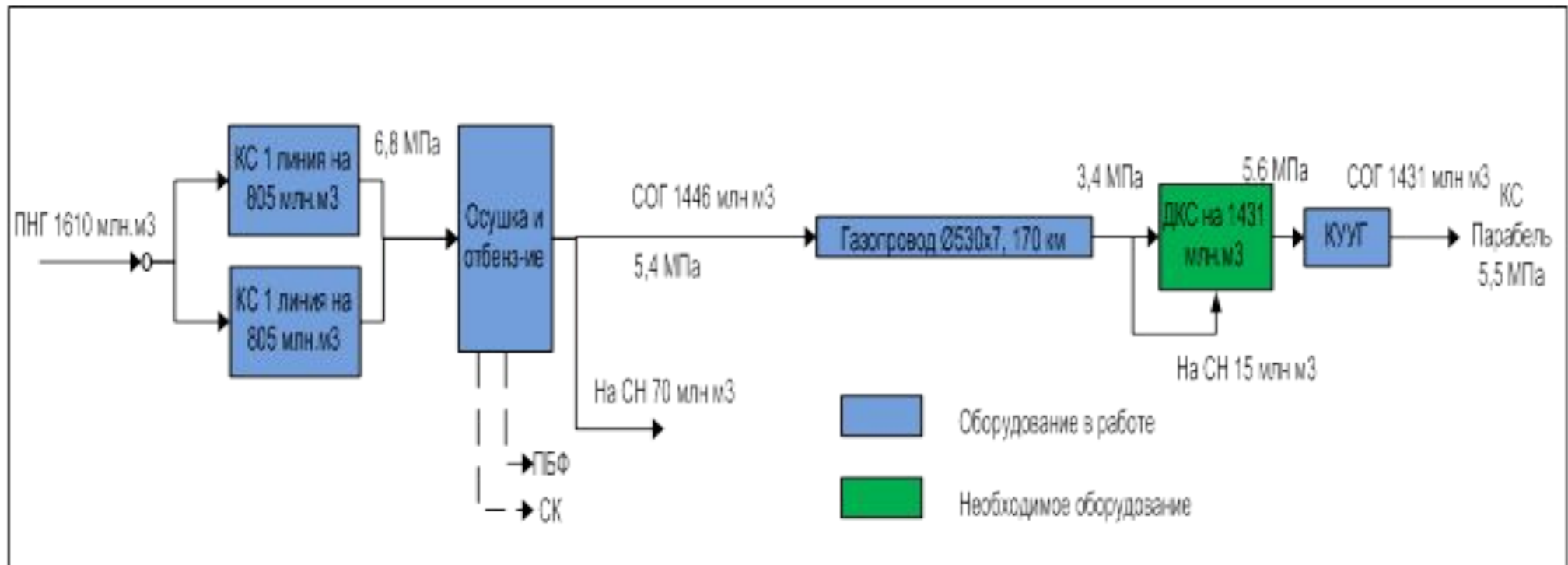
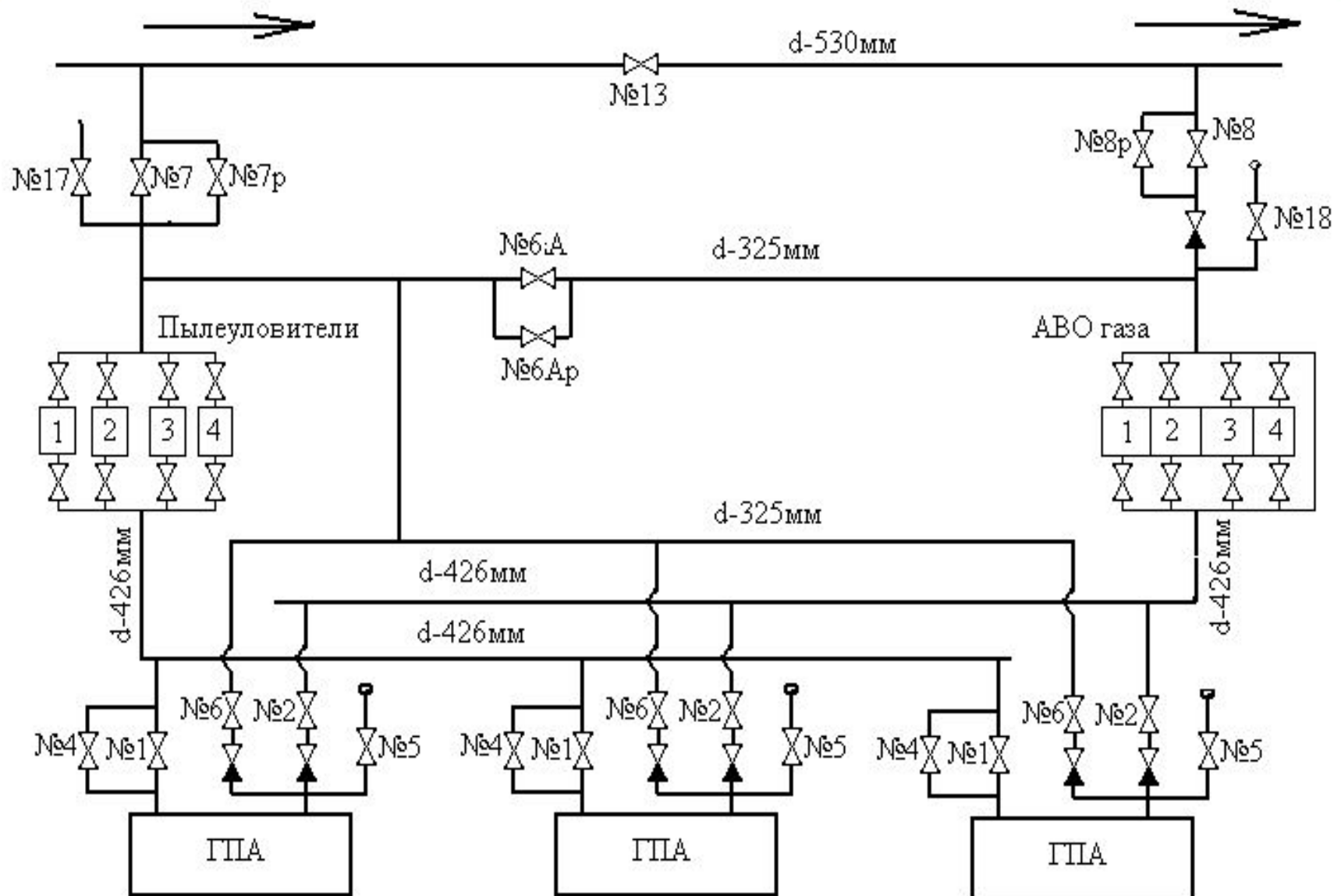


Рис.2



# Схема газокomppressorной станции с полно напорными нагнетателями



# Расчет экономической эффективности



№ п/п	Показатели	Единица измерения	Источник информации. Ответственный за предоставленную или согласованную информацию.	Данные
<b>Исходные данные для расчета</b>				
1	Стоимость товарного газа тыс.нм <sup>3</sup> (Ц)	тыс. руб.	Зиннатуллина Ф.Ф.	1,75692
2	Стоимость ГПА (Ц <sub>г</sub> )	тыс. руб.	«Уралкомпрессормаш»	150 000 *
3	Монтаж и наладка оборудования (М)	тыс. руб.	35% от стоимости оборудования*	
4	Ожидаемая сдача газа в 2018 году с учетом остановов ЛГКС на ТО и КР, и ограничении по давлению - до внедрения проекта (Д <sub>1</sub> )	тыс.нм <sup>3</sup>	Максимально возможная производительность станции в 2018 году с учетом ограничения по давлению Р = 4260 кПа (324 рабочих дня, остановов на ТО и КР - 41 день)	1 218 888
5	Ожидаемая сдача газа в 2018 году с учетом остановов ЛГКС на ТО и КР - после внедрения проекта (Д <sub>2</sub> )	тыс.нм <sup>3</sup>	Максимально возможная производительность станции в 2018 году без ограничения по давлению (324 рабочих дня, остановов на ТО и КР - 41 день)	1 305 720
6	Количество товарной нефти нереализованной по причине остановки нефтяного фонда скважин с высоким газовым фактором из-за ограничений по давлению (Н)	тыс.тн	РИТС	7.7756
8	Цена нефти (без НДС) (Цн)	руб./тн	Зиннатуллина Ф.Ф.	7 414,53



# Расчет экономической эффективности

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Пояснения	Результат
<b>Расчет доходной части</b>				
1	Прибыль от реализации СОГ до внедрения проекта ( $\Pi_1$ )	тыс. руб.	$\Pi_1 = \Pi \times D_1 =$	<b>2 141 489</b>
2	Прибыль от реализации СОГ после внедрения проекта ( $\Pi_2$ )	тыс. руб.	$\Pi_2 = \Pi \times D_2 =$	<b>2 294 045</b>
3	Дополнительная прибыль от реализации товарной нефти после внедрения проекта ( $\Pi_3$ )	тыс. руб.	$\Pi_3 = \Pi_n \times H =$	<b>57 652</b>
	<b>Итого доходная часть</b>	<b>тыс. руб.</b>	$I = \Pi_2 - \Pi_1 + \Pi_3 =$	<b>210 208</b>
<b>Расчет расходной части</b>				
1	Затраты на покупку оборудования ( $Z_1$ )	тыс. руб.	$Z_1 = 3 \times \Pi_2 =$	<b>450 000</b>
2	Затраты на монтаж и наладку оборудования ( $Z_2$ )	тыс. руб.	$Z_2 = M \times Z_1 =$	<b>157 500</b>
	<b>Итого расходная часть</b>	<b>тыс. руб.</b>	$I = Z_1 + Z_2 =$	<b>607 500</b>
	<b>Итого экономический эффект</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>Прибыль без учета срока окупаемости</b>	<b>210 208</b>
	<b>Срок окупаемости мероприятия</b>	<b>год</b>	<b>2,9</b>	



- Давление в магистральном газопроводе «Нижевартовск – Парабель – Кузбасс» с каждым годом имеет тенденцию повышения в среднем на 85 кПа (графики 1, 2), это отрицательно сказывается на производительности Лугинецкой ГКС.
- Экономический расчет показывает, что проект является рентабельным и окупит затраты на покупку, монтаж и наладку оборудования. Срок окупаемости составляет от 4 до 5 лет при давлении в магистральном газопроводе «Нижевартовск–Парабель–Кузбасс» 4260 кПа. Дальнейшее прогнозирование и экономический расчет показывает, что при давлении 4500 кПа в МГ срок окупаемости составит всего 1,3 года.

# «Снижение рабочего давления в магистральном газопроводе «Лугинецкое – Парабель для обеспечения бесперебойной поставки СОГ с Лугинецкой ГКС»



**РОСНЕФТЬ**

## Контактная информация

636785, г. Стрежевой Томской области, ул.Буровиков, 23

Телефон: +7 (38259) 6-40-20

Факс: +7 (38259) 6-96-35

E-mail: [JSCTN@tomskneft.ru](mailto:JSCTN@tomskneft.ru)

22 апреля 2015