

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



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

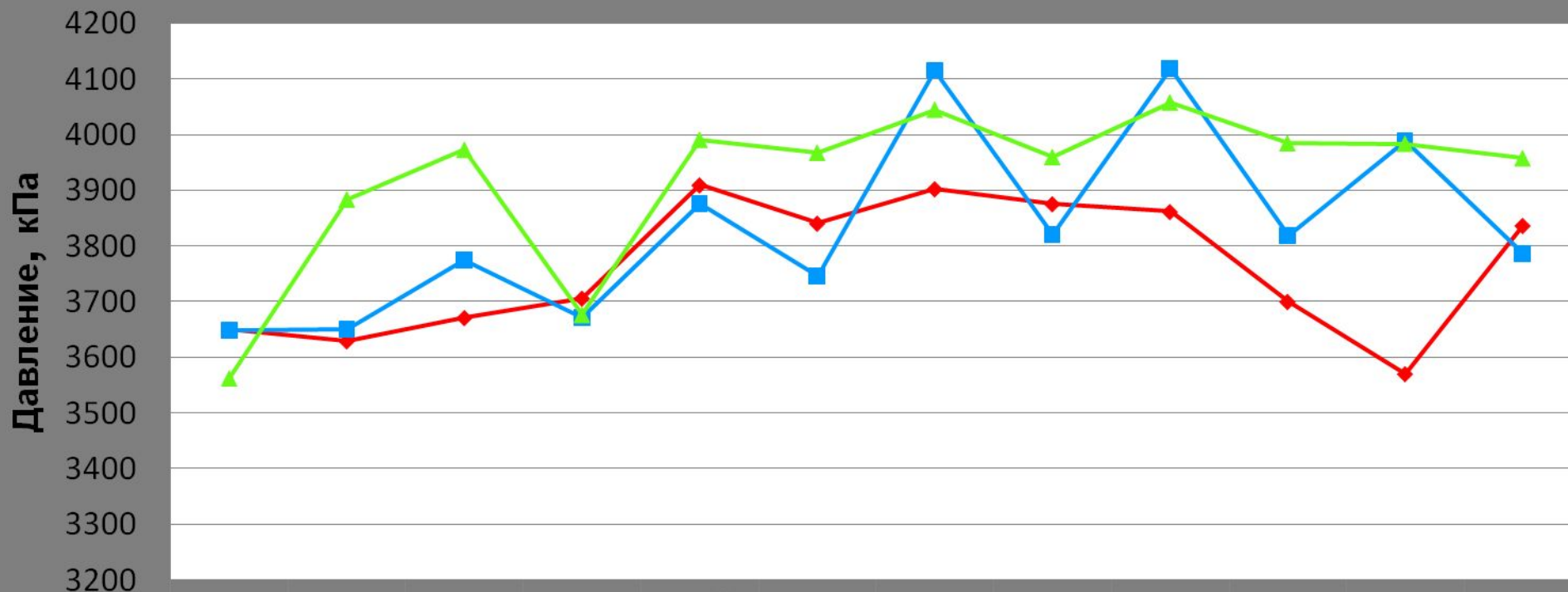
Авторы проекта:  
Аникин Константин Сергеевич  
Оператор технологических установок ЛГКС, УПНиГ  
Кашанов Егор Федорович  
Оператор технологических установок ЛГКС, УПНиГ

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



	Янв	Фев	Мар	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек
2012	3650	3629	3671	3706	3910	3841	3903	3876	3862	3700	3570	3837
2013	3648	3650	3775	3671	3876	3746	4117	3821	4120	3819	3989	3786
2014	3563	3884	3973	3677	3991	3968	4045	3960	4058	3985	3984	3958



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

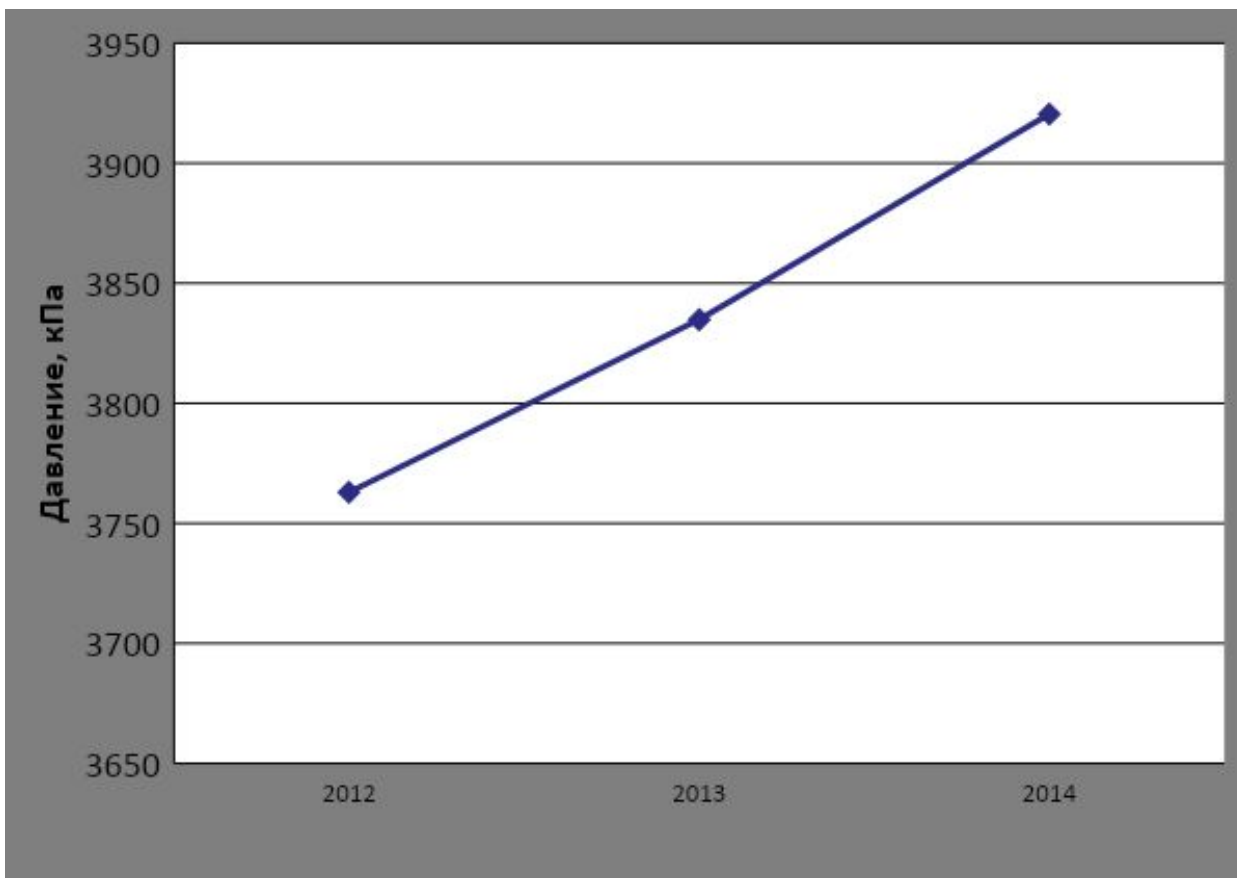
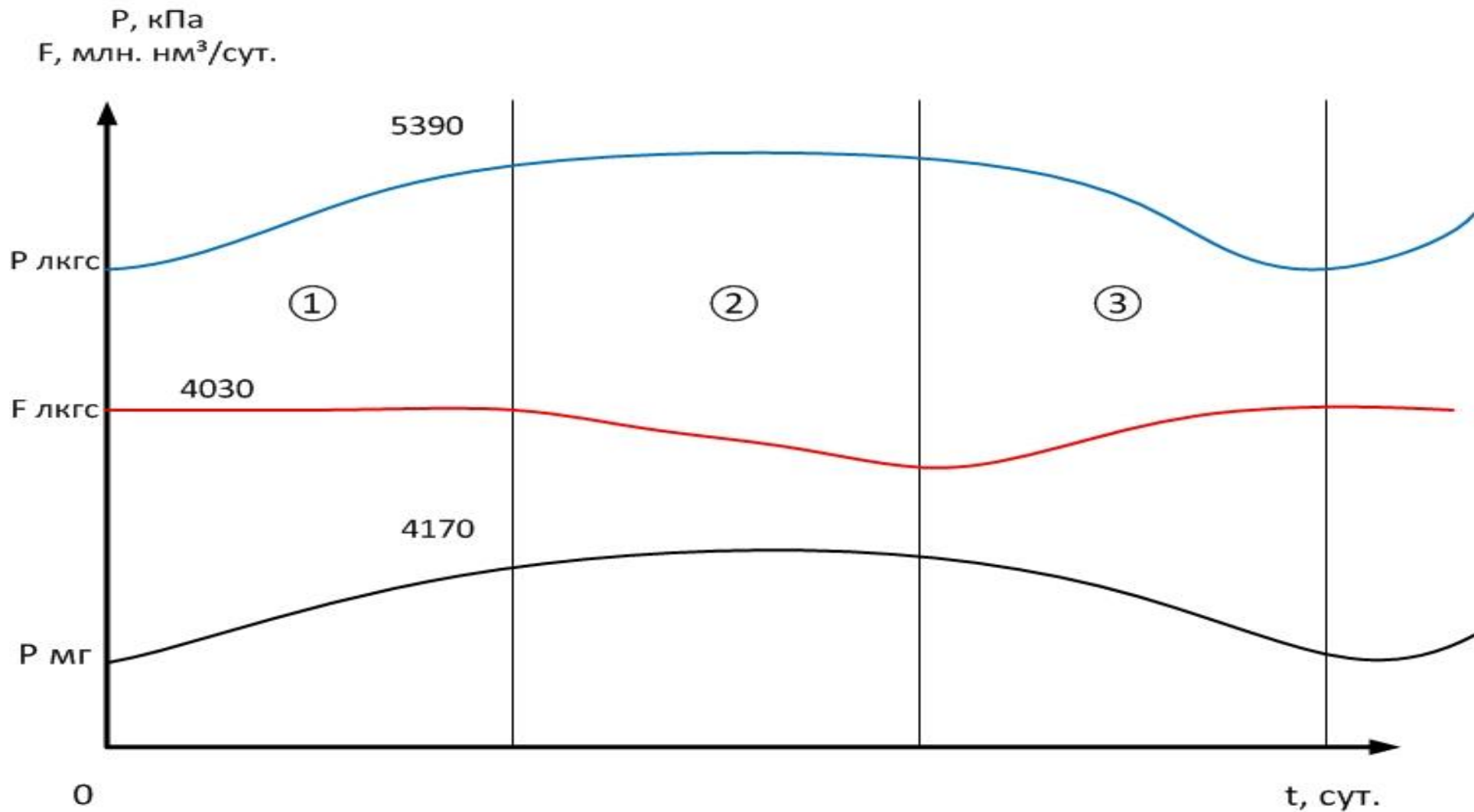


Таблица 1. Прогнозирование роста давления.

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:

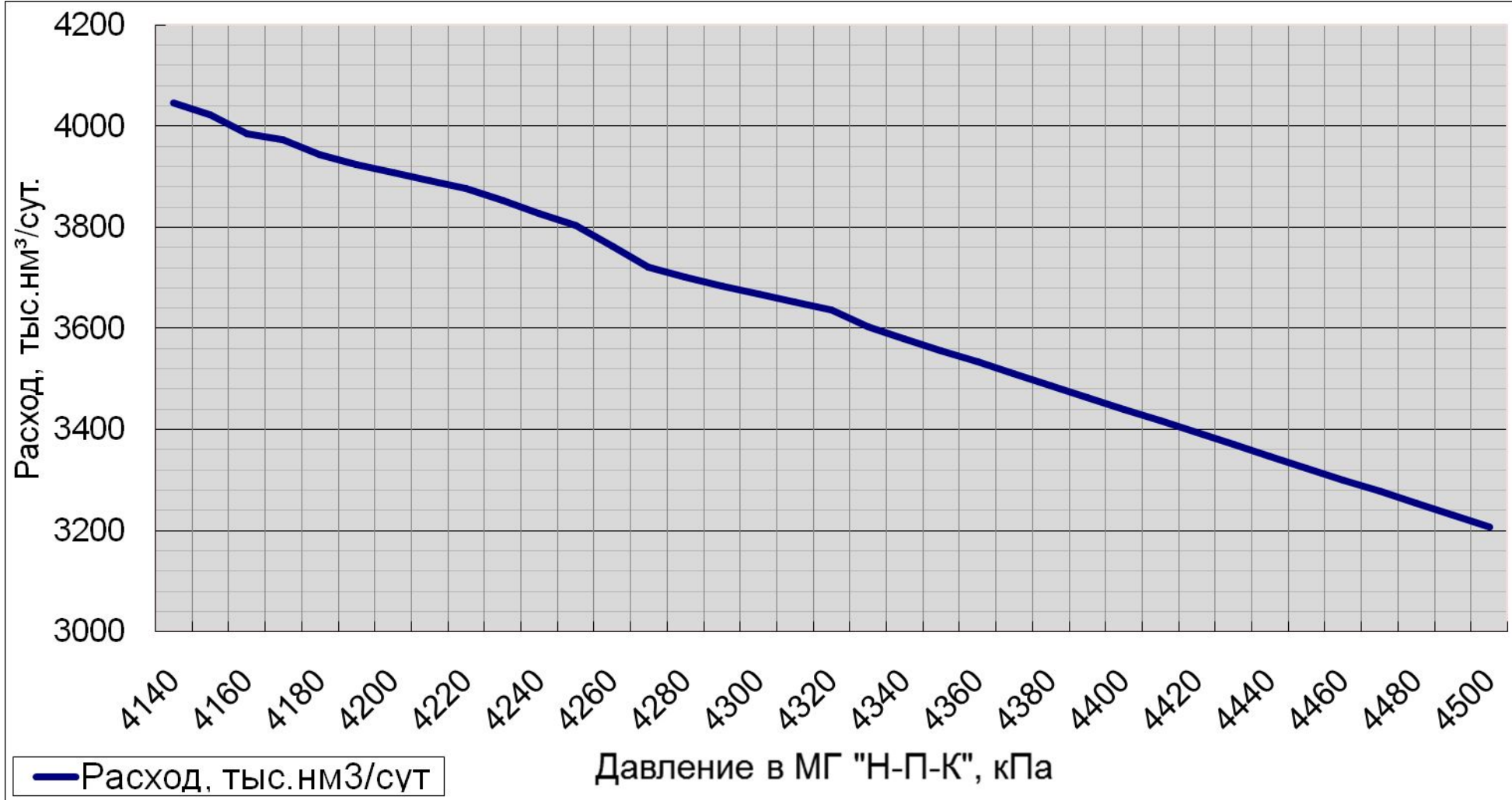
- поиск экономически выгодных вариантов решения проблемы по увеличению пропускной способности газопровода при максимальной производительности Лугинецкой ГКС по выработке СОГ .

### 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.

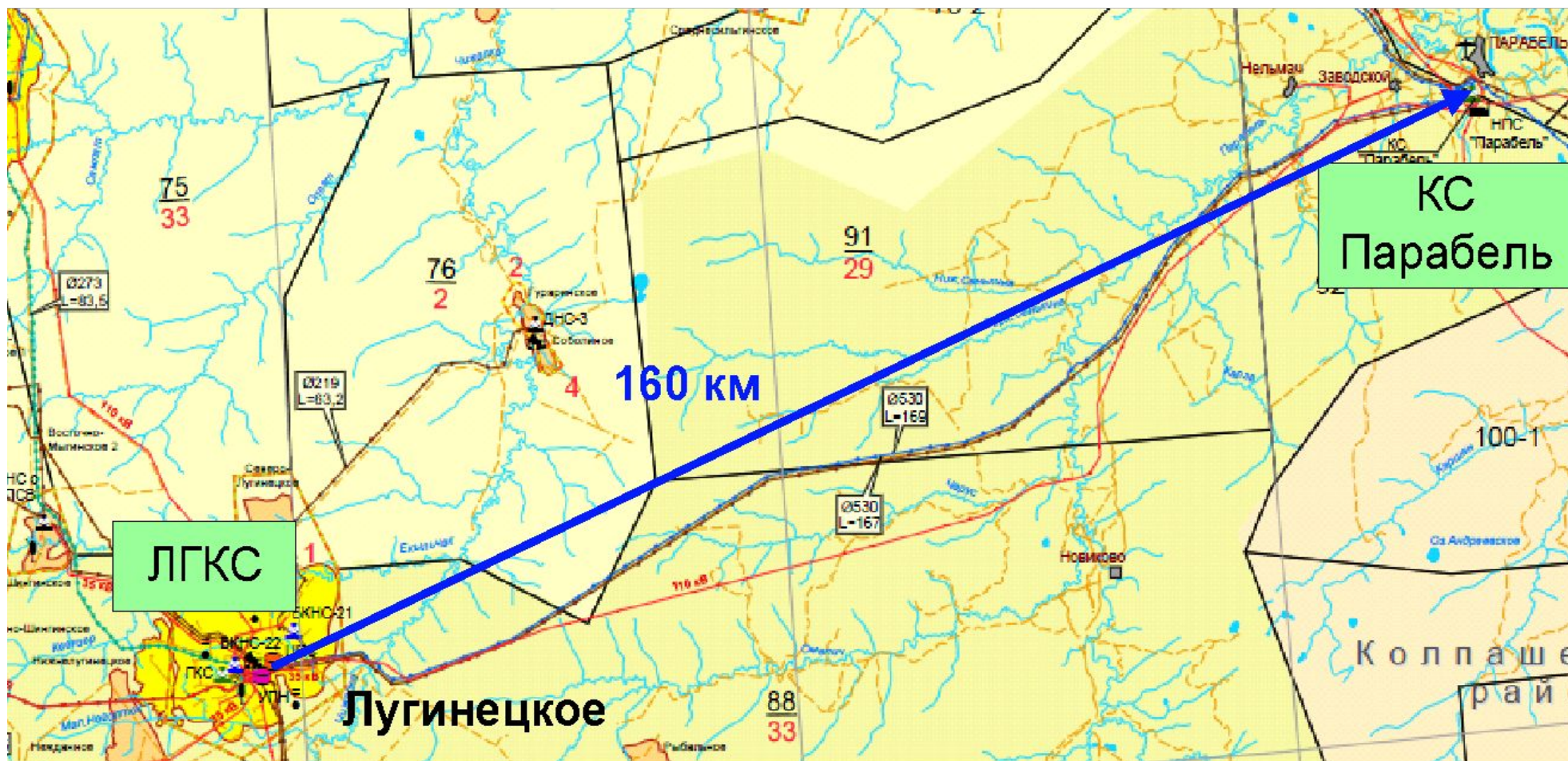


Рис.1



## Предлагаемый вариант решения проблемы.

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

Рис.2

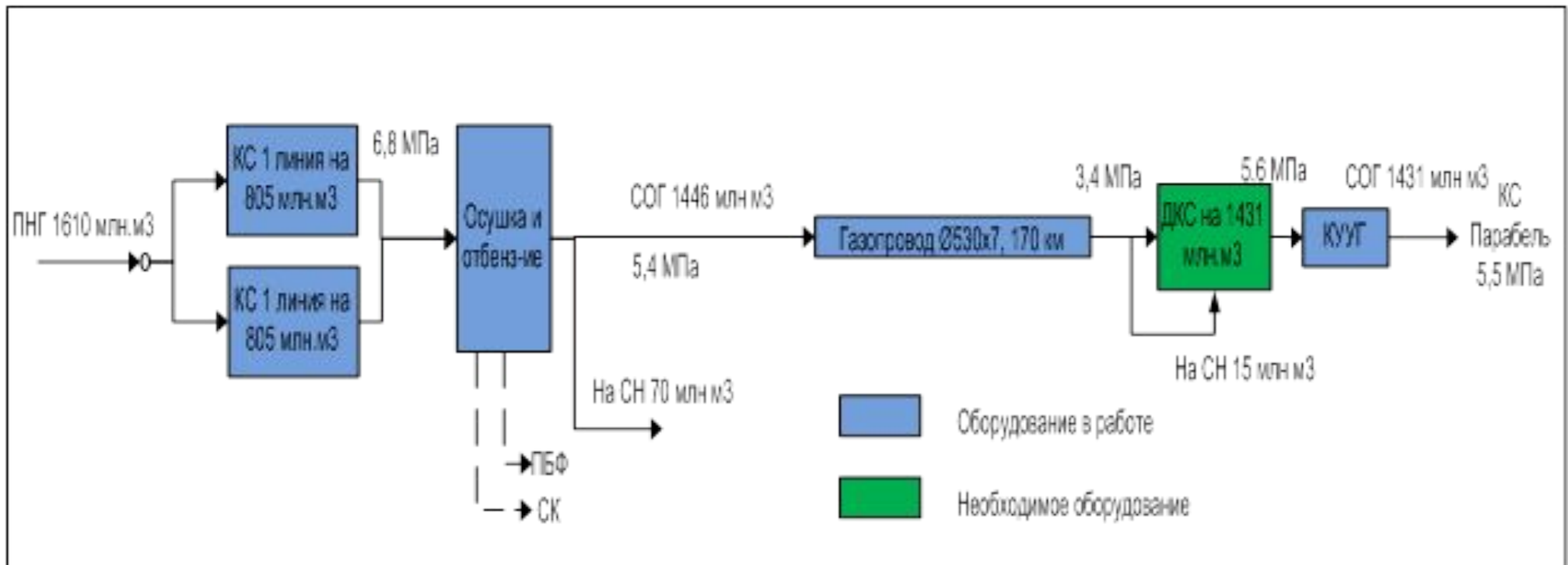
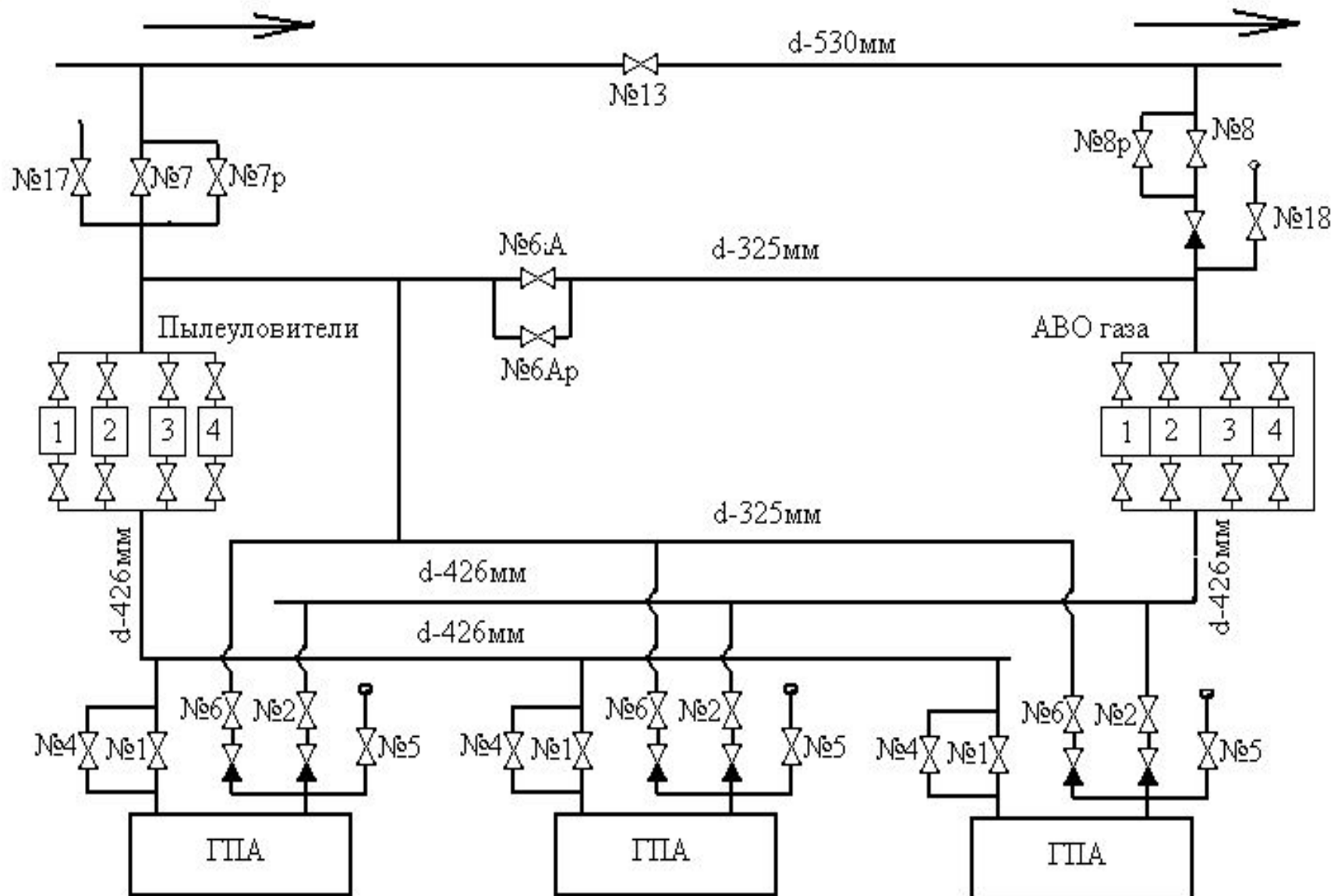


Рис.2



# 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