

«Снижение рабочего давления в магистральном газопроводе
«Лугинецкое – ПарABELЬ 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

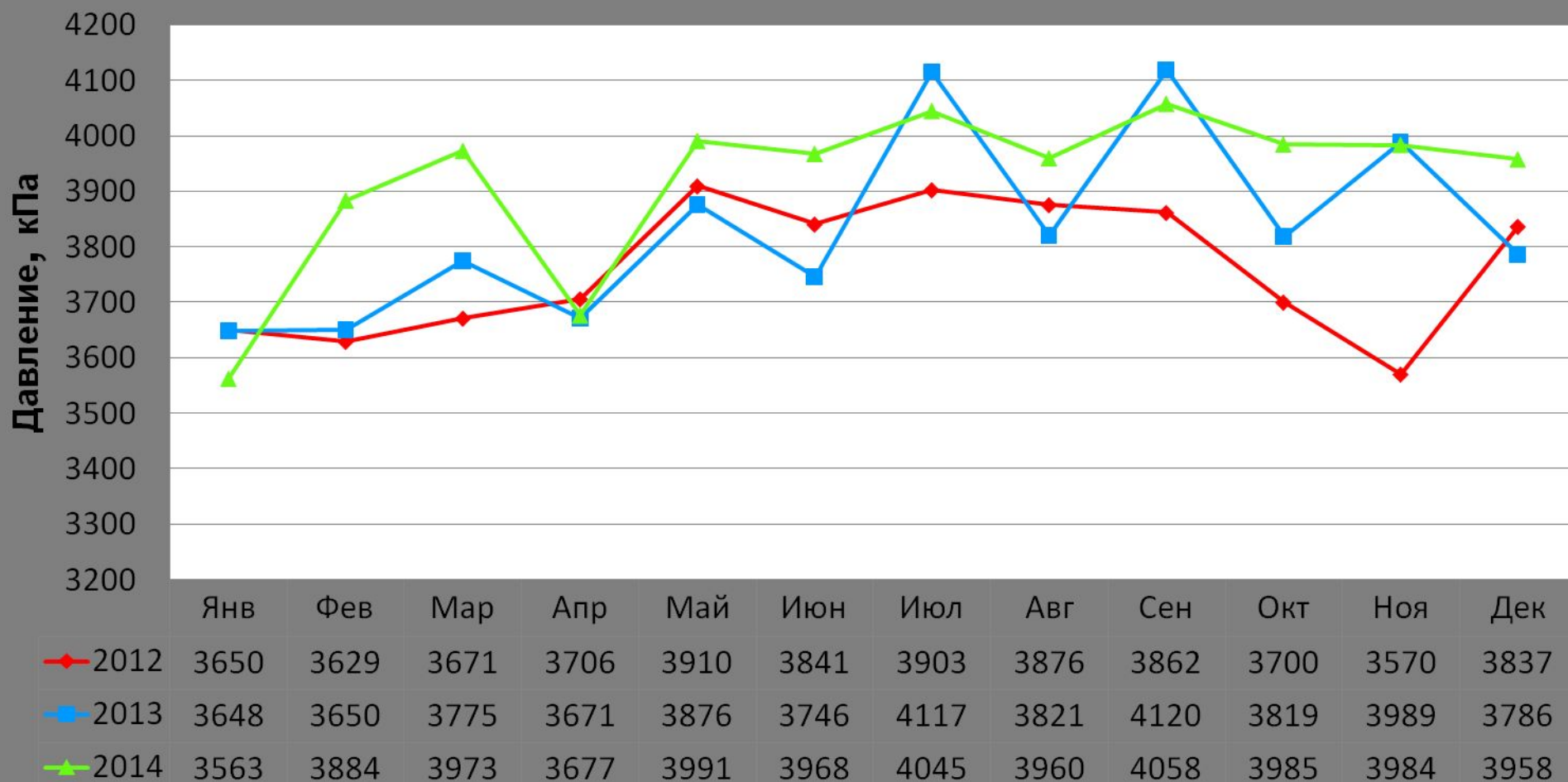




График 2. Среднегодовые давления в магистральном газопроводе «Нижневартовск – Парабель – Кузбасс» с 2012 по 2014 годы

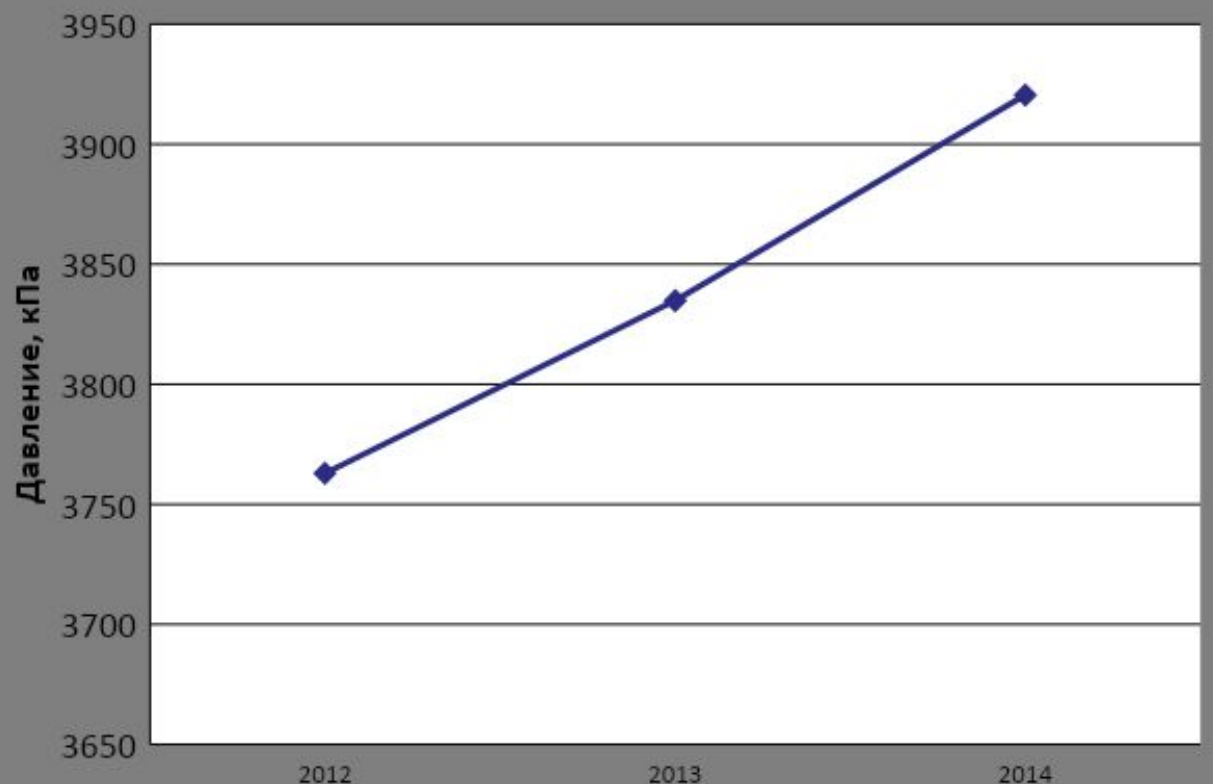
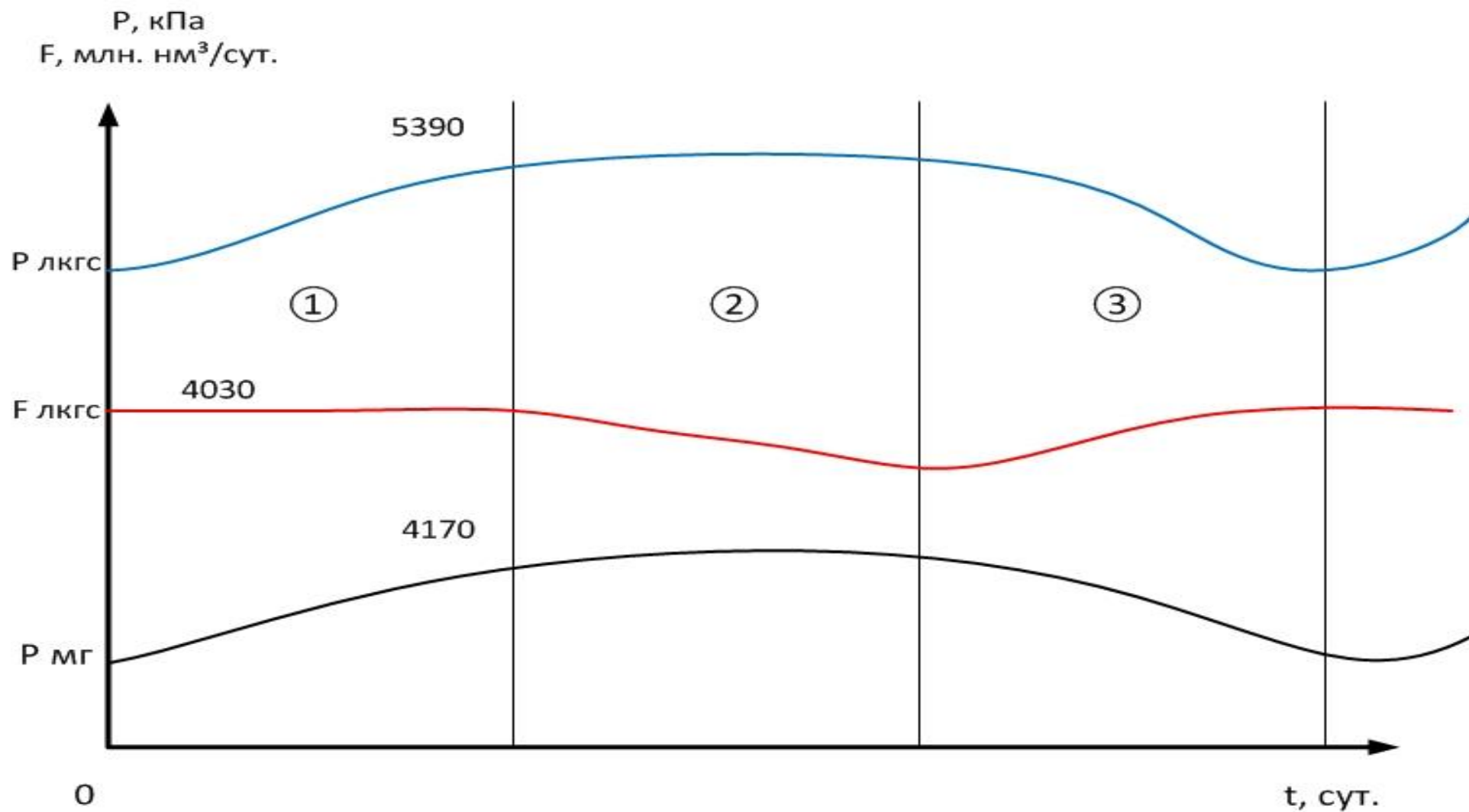


Таблица 1. Прогнозирование роста давления.

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:

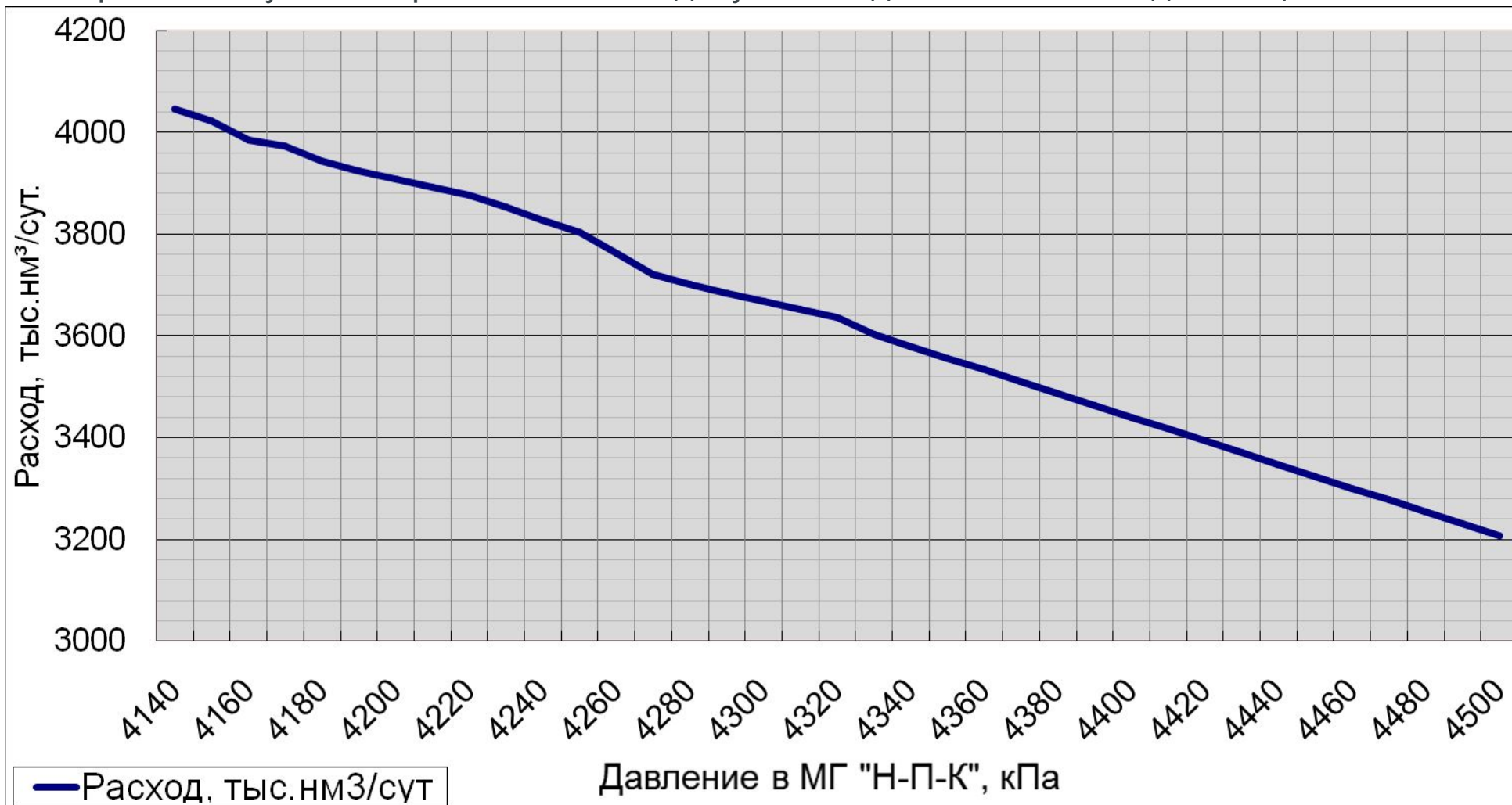
- поиск экономически выгодных вариантов решения проблемы по увеличению пропускной способности газопровода при максимальной производительности Лугинецкой ГКС по выработке СОГ .

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.

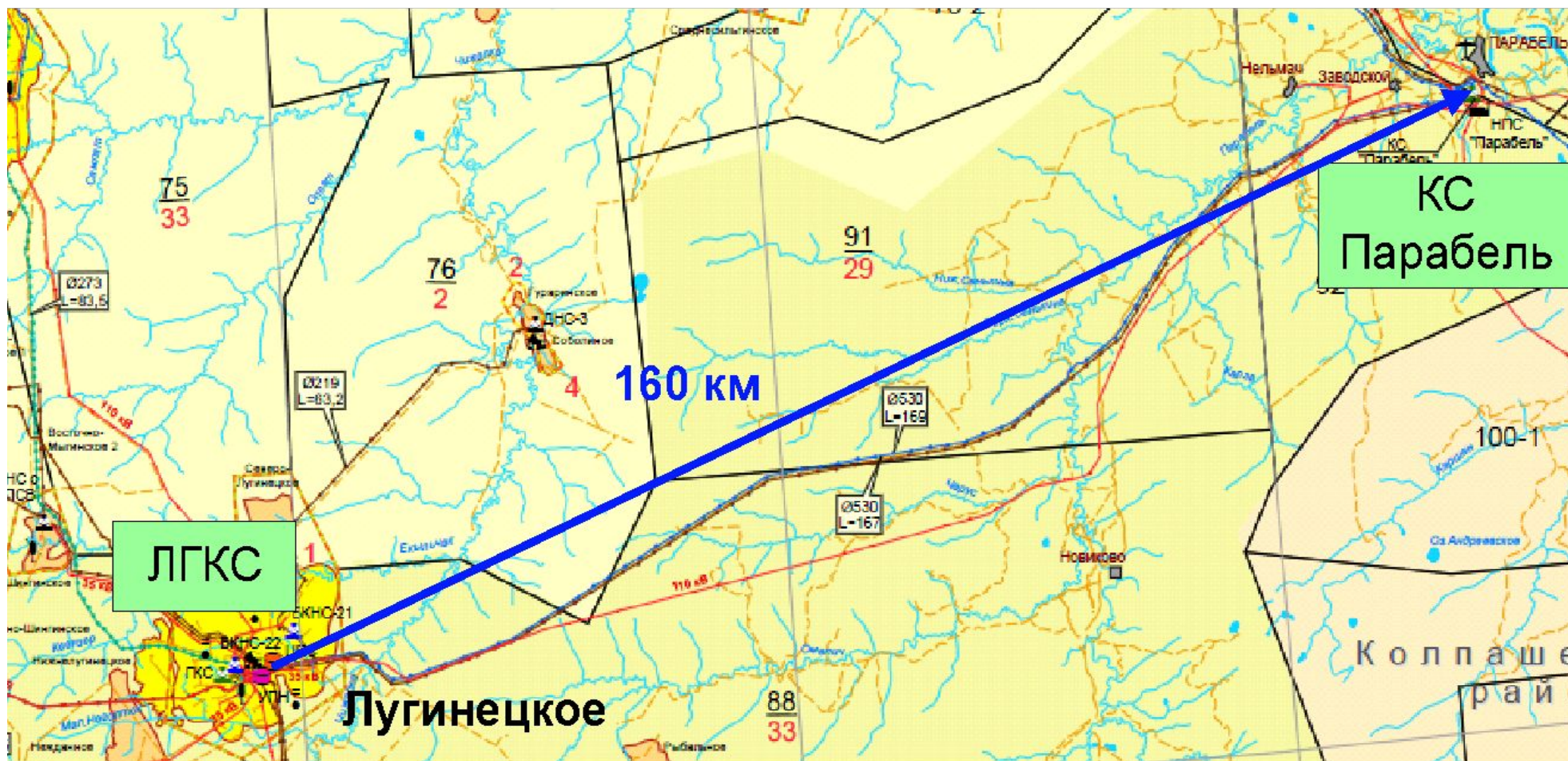


Рис.1

Предлагаемый вариант решения проблемы.



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

Рис.2

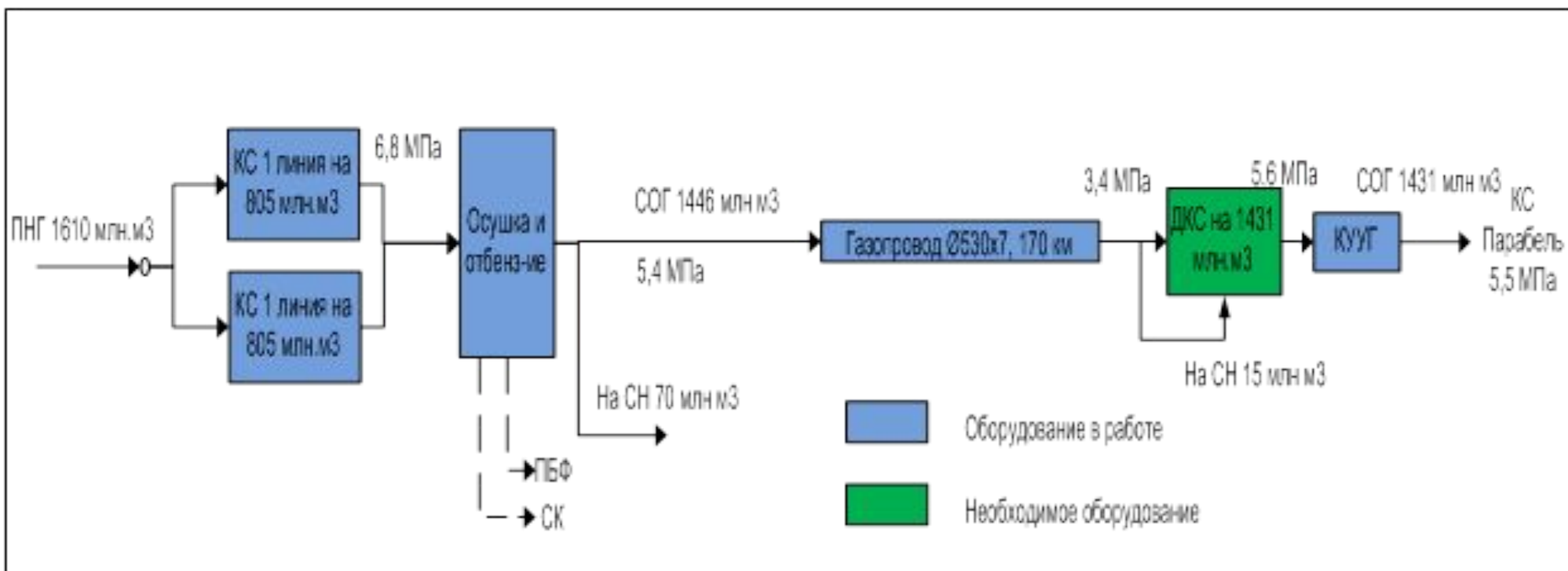
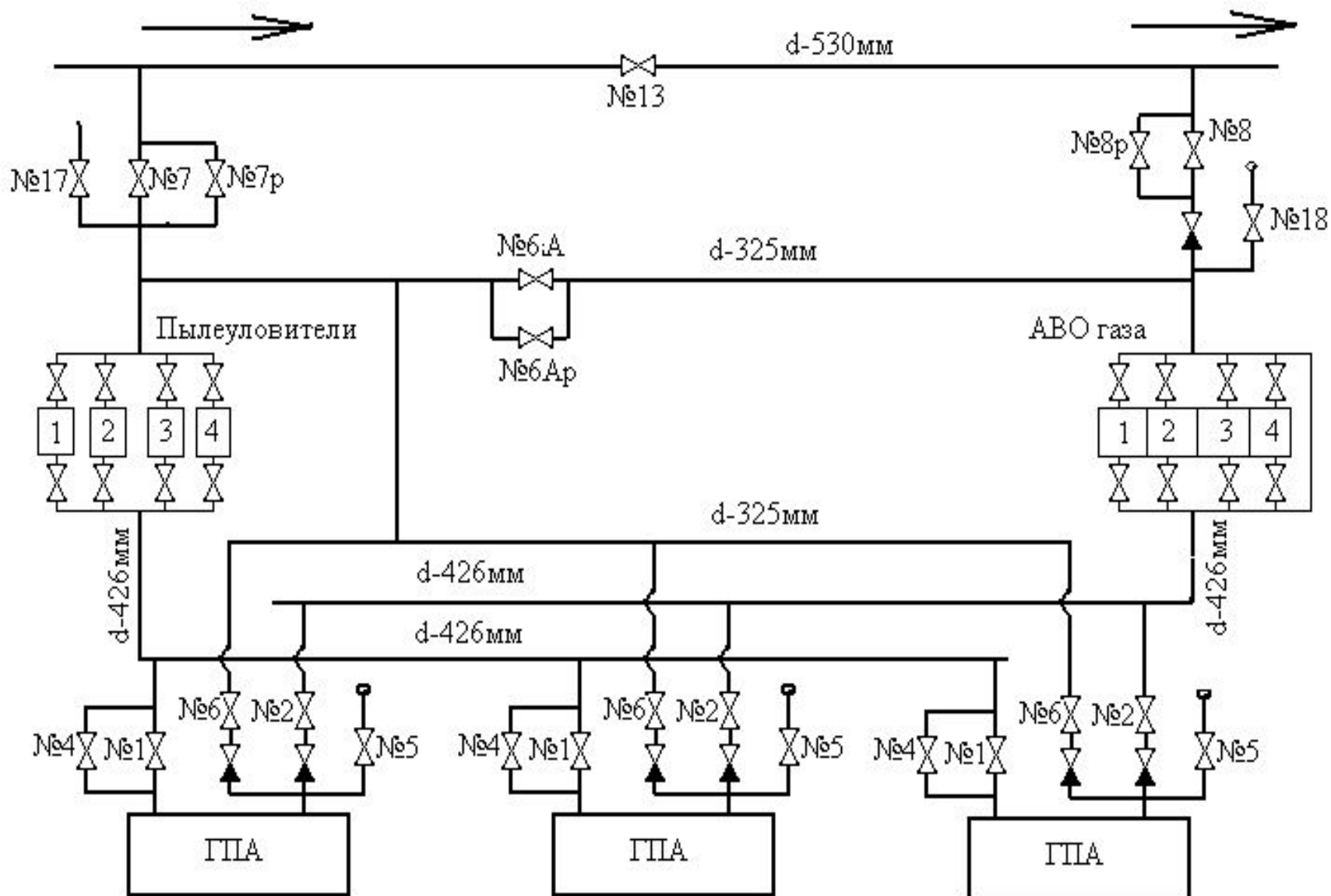


Рис.2

Схема газокompрессорной станции с полно напорными нагнетателями



Расчет экономической эффективности



№ п/п	Показатели	Единица измерения	Источник информации. Ответственный за предоставленную или согласованную информацию.	Данные
Исходные данные для расчета				
1	Стоимость товарного газа тыс.нм ³ (Ц)	тыс. руб.	Зиннатуллина Ф.Ф.	1,75692
2	Стоимость ГПА (Ц _г)	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 ₁)	тыс.нм ³	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 ₂)	тыс.нм ³	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) (Ц _н)	руб./тн	Зиннатуллина Ф.Ф.	7 414,53



Расчет экономической эффективности

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Пояснения	Результат
Расчет доходной части				
1	Прибыль от реализации СОГ до внедрения проекта (Π_1)	тыс. руб.	$\Pi_1 = \Pi \times D_1 =$	2 141 489
2	Прибыль от реализации СОГ после внедрения проекта (Π_2)	тыс. руб.	$\Pi_2 = \Pi \times D_2 =$	2 294 045
3	Дополнительная прибыль от реализации товарной нефти после внедрения проекта (Π_3)	тыс. руб.	$\Pi_3 = \Pi_n \times H =$	57 652
	Итого доходная часть	тыс. руб.	$I = \Pi_2 - \Pi_1 + \Pi_3 =$	210 208
Расчет расходной части				
1	Затраты на покупку оборудования ($З_1$)	тыс. руб.	$З_1 = 3 \times \Pi_2 =$	450 000
2	Затраты на монтаж и наладку оборудования ($З_2$)	тыс. руб.	$З_2 = M \times З_1 =$	157 500
	Итого расходная часть	тыс. руб.	$I = З_1 + З_2 =$	607 500
	Итого экономический эффект	тыс. руб.	Прибыль без учета срока окупаемости	210 208
	Срок окупаемости мероприятия	год	2,9	



- Давление в магистральном газопроводе «Нижневартовск – 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 «Нижневартовск–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»



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

22 апреля 2015