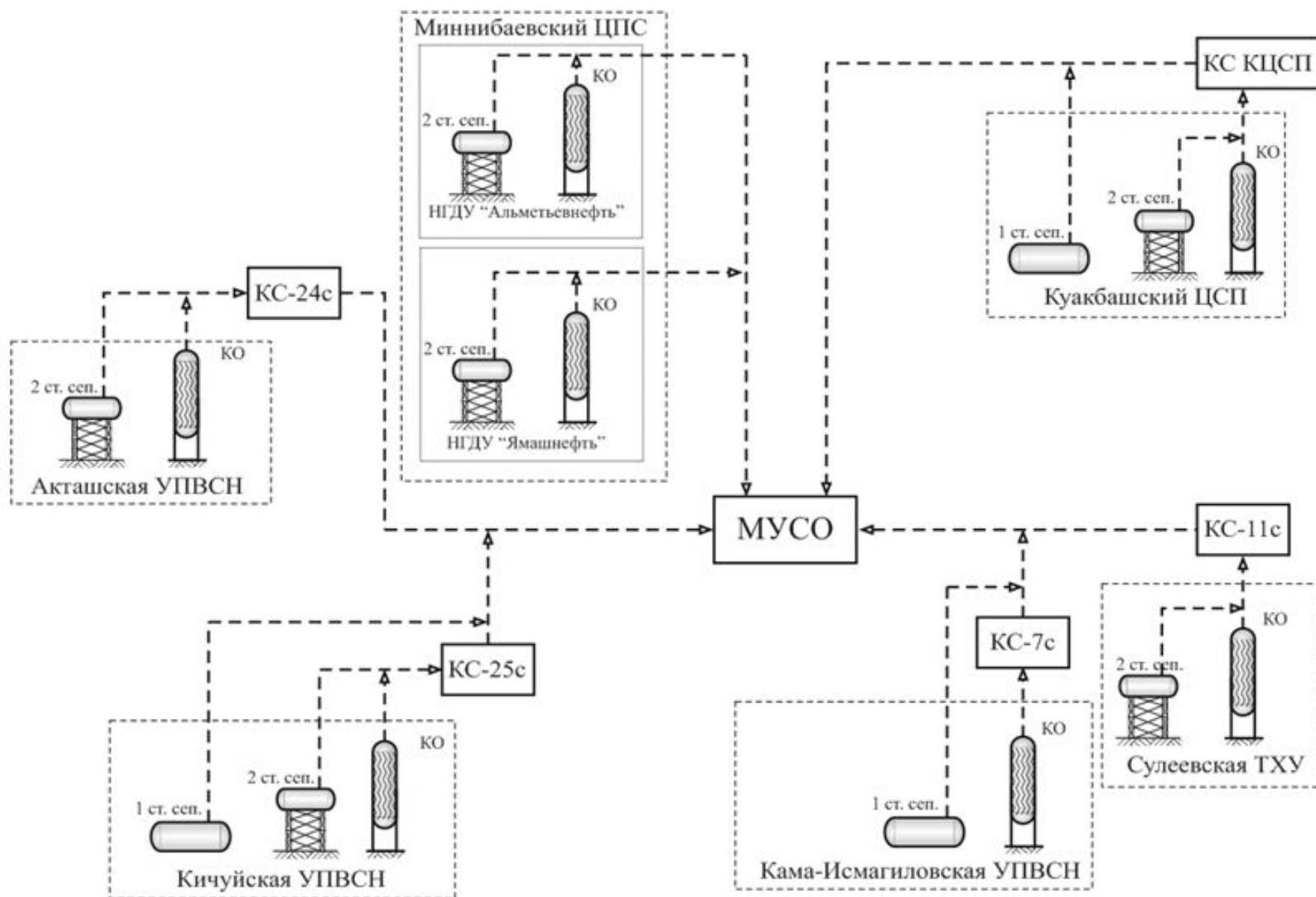


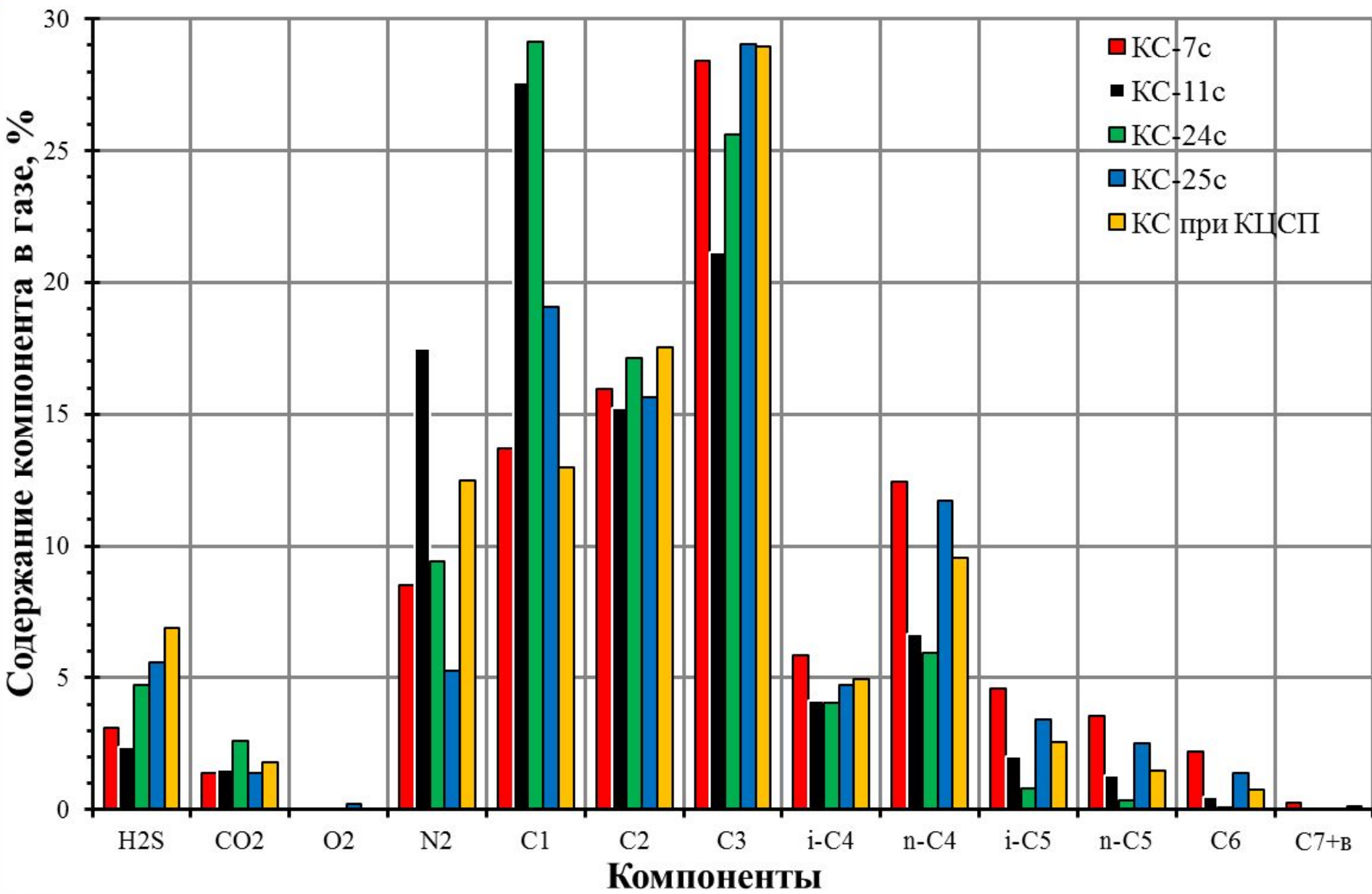
**Выбор оптимальной технологии
подготовки попутного нефтяного
газа в условиях компрессорных
станций ОАО «Татнефть».**

Докладчик: А.А. Ануфриев

Схема сбора сероводородсодержащего газа с КС-7с, 11с, 24с, 25с и КС при КЦСП



Компонентный состав ПНГ с выкида КС-7с, 11с, 24с, 25с и КС при КЦСП

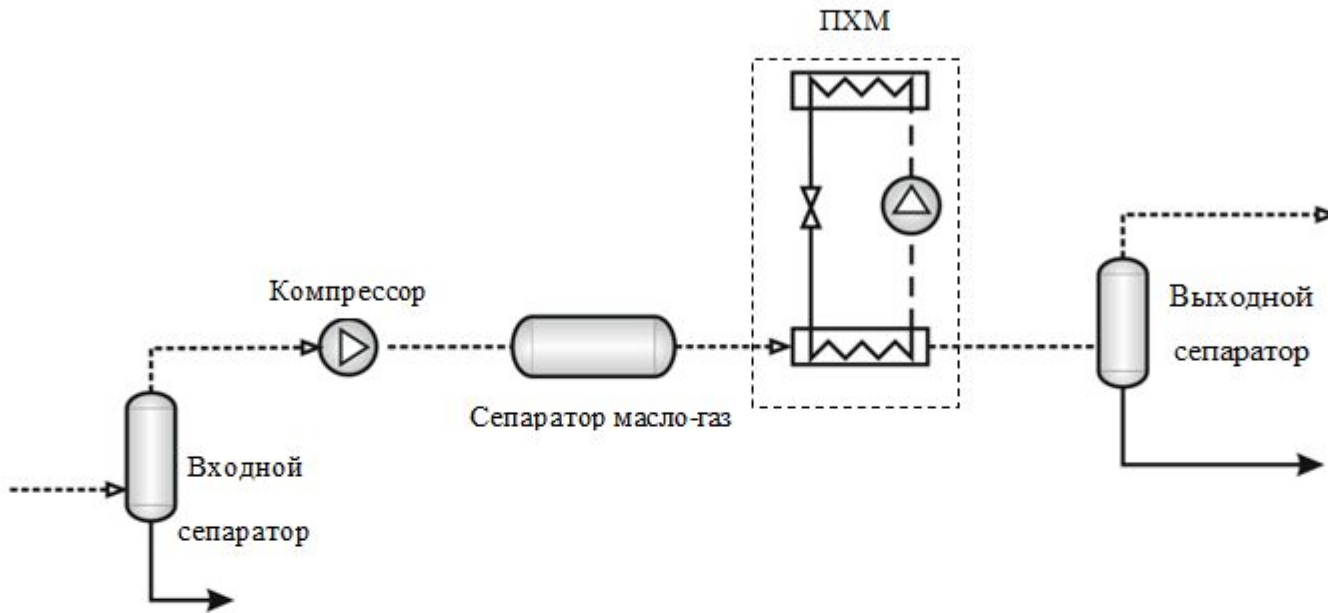


4

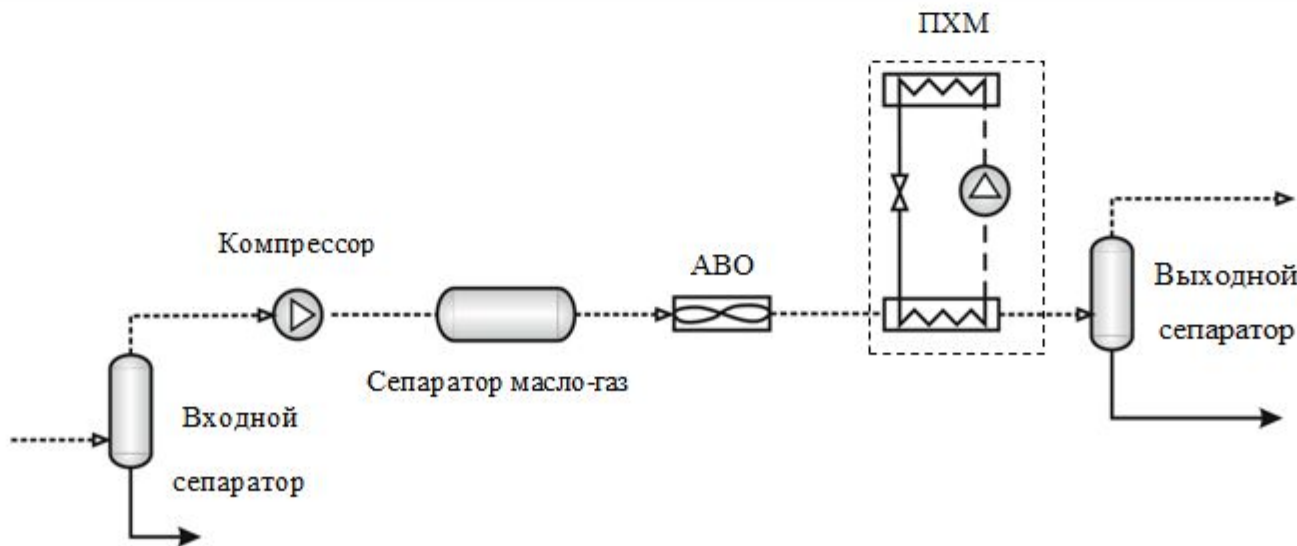
Количество тепла, снимаемого с ПНГ существующей системой охлаждения, и необходимого для достижения требуемых параметров подготавливаемого газа

Название объекта	Количество тепла, снимаемого существующей системой охлаждения с подготавливаемого ПНГ в зависимости от времени года, кВт		Необходимое количество тепловой энергии, снимаемой с подготавливаемого ПНГ, для достижения точки росы по влаге и углеводородам ниже температуры грунта (ориентировочная), кВт
	Зима	Лето	
КС-7с	37-64	34-48	76
КС-11с	52-83	55-70	115
КС-24с	41-62	32-41	75
КС-25с	86-112	84-122	150
КС при КЦСП	71-89	70-75	115

Принципиальная схема подготовки ПНГ в условиях КС с помощью парокompрессионной холодильной машины



Принципиальная схема подготовки ПНГ в условиях КС с помощью парокompрессионной холодильной машины (без АВО)



Принципиальная схема подготовки ПНГ в условиях КС с помощью парокompрессионной холодильной машины (с размещением ПХМ после АВО)

Результаты расчетов процесса охлаждения ПНГ с помощью ПХМ на КС-7с, 11с, 24с, 25с и КС при КЦСП

Наименование компрессорной станции	Объем ПНГ, поступающего на КС, м ³ /сут	Вариант охлаждения ПНГ на КС			
		установка ПХМ после существующей системы охлаждения		установка ПХМ взамен существующей системы охлаждения ПНГ	
		Количество тепловой энергии, снимаемой ПХМ, кВт	Количество энергии, затрачиваемой на привод компрессора ПХМ, кВт	Количество тепловой энергии, снимаемой ПХМ, кВт	Количество энергии, затрачиваемой на привод компрессора ПХМ, кВт
КС-7с	32600	80	26	228	72
КС-11с	45000	59	19	175	55
КС-24с	35000	41	13	121	38
КС-25с	50000	50	16	130	41
КС при КЦСП	48000	64	20	177	56

Название объекта	Количество сэкономленного топливного газа, м³/год
КС-7с	67500
КС-11с	102000
КС-24с	66500
КС-25с	133200
КС при КЦСП	102000

Результаты расчета эффекта Джоуля-Томсона для условий КС ОАО «Татнефть»

Название объекта	Абсолютное давление, МПа		Температура, °С	
	до дросселя	после дросселя	перед дросселем	после дросселя
КС-7с	0,60	0,40	10	0
	0,95		20	
	1,35		30	
КС-11с	0,75	0,45	10	
	1,15		20	
	1,65		30	
КС-24с	0,80	0,5	10	
	1,20		20	
	1,75		30	
КС-25с	0,70	0,45	10	
	1,00		20	
	1,50		30	
КС при КЦСП	0,75	0,5	10	
	1,15		20	
	1,65		30	

Название объекта	Количество образующегося в системе газосбора конденсата, кг/ч	
	существующее положение	после внедрения рециркуляции
КС-7с	45	9,04
КС-11с	64	6,45
КС-24с	63	7,44
КС-25с	56	5,63
КС при КЦСП	90	4,51

Результаты расчета ТЭО вариантов подготовки ПНГ

Показатель	Базовый	Предлагаемый		
	Существующее положение	Подача ПНГ с КС на УПВСН (рециркуляция)	ХМ (взамен существующей системы охлаждения)	ХМ (после существующей системы охлаждения)
КС-7с				
Инвестиции, тыс. р.	0	3268	16829	8232
Эксплуатационные затраты (за расчетный период), тыс. р.	120040	1559	25082	10288
ЧДД, тыс. р.	-	48404	25931	40157
Срок окупаемости, лет	-	1	4,1	1,9
КС-11с				
Инвестиции, тыс. р.	0	8284	18431	9468
Эксплуатационные затраты (за расчетный период), тыс. р.	180110	4742	27205	11530
ЧДД, тыс. р.	-	68459	49626	64565
Срок окупаемости, лет	-	1,4	2,9	1,6
КС-24с				
Инвестиции, тыс. р.	3268	13312	15239	8232
Эксплуатационные затраты (за расчетный период), тыс. р.	234165	4927	22976	10288
ЧДД, тыс. р.	-	90401	81060	92927
Срок окупаемости, лет	1,6	1,3	1,6	менее 1
КС-25с				
Инвестиции, тыс. р.	0	319	16238	12203
Эксплуатационные затраты (за расчетный период), тыс. р.	63210	183	23121	18161
ЧДД, тыс. р.	-	27061	4887	8471
Срок окупаемости, лет	-	менее 1	9,2	6,4
КС при КЦСП				
Инвестиции, тыс. р.	0	432	12999	9213
Эксплуатационные затраты (за расчетный период), тыс. р.	217200	261	22652	17727
ЧДД, тыс. р.	-	93758	74431	78217
Срок окупаемости, лет	-	менее 1	1,7	1,4

Выводы

Для подготовки ПНГ в условиях промысла, наиболее целесообразным является применение одной из двух технологий:

1) подготовка ПНГ с помощью ПХМ, размещенной в технологической схеме компрессорной станции после существующего АВО;

2) подготовка ПНГ рециркуляцией газа с КС в подводящий нефтепровод первой ступени сепарации нефти.

Первый вариант оказывает минимальное влияние на существующую систему подготовки нефти и ПНГ к транспортировке. Второй, в случае близкого расположения КС и 1-ой ступени сепарации нефти друг от друга, позволяет обойтись минимальными капитальными вложениями в решении проблемы выпадения конденсата в системе газосбора.

БЛАГОДАРЮ ЗА ВНИМАНИЕ!

