

# ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ ДО 2040 ГОДА

Главным условием повышения конкурентоспособности российского ТЭК является коренное улучшение качества государственного и особенно корпоративного управления. В последнем важную роль может сыграть привлечение иностранных партнеров в консорциумы по освоению ресурсов (особенно в восточной части страны, на шельфах и месторождениях нетрадиционных углеводородов). При правильной постановке дела это позволит:

- привлечь внешние инвестиции и **передовые технологии**,
- развить более перспективные в новых условиях виды бизнеса,
- обеспечить жесткий **контроль затрат** и **результативности деятельности**,
- получить дополнительные гарантии сбыта продукции,
- облегчить доступ к логистике и адаптацию к правилам внешних рынков.

Главной целью должно стать **радикальное снижение стоимости инвестиционных проектов** - необходимо ранжировать инвестиционные проекты с отказом или отсрочкой реализации **экономически неэффективных**

# **ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ**

**ОАО «Гипротюменнефтегаз»**

Наиболее важным аспектом при проектировании систем сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды является принятие **рациональных** технологических решений.

Главные направления проектирования объектов обустройства:

- применение блочно-комплектного метода строительства;
- унификация и типизация технико-технологических решений.

## Этапы выбора технологических схем объектов сбора и подготовки нефти:

- анализ данных о физико-химических свойствах нефти,
- условиях эксплуатации месторождения и
- требований к продукции;
- разработка возможных вариантов технологических схем объекта;
- технико-экономическое сравнение вариантов технологических схем

# Анализ данных о физико-химических свойствах нефти

- позволяет провести предварительную оценку технологических параметров подготовки нефти.

## КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕЙ ПО ЭМУЛЬСИОННОСТИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ

Группа нефтей	Тип нефти по ГОСТ Р 51858-2002 по плотности при температуре 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	Плотность при температуре 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	Вязкость при температуре 20 °С, мПа·с	Массовое содержание, %	
				смола	асфальтенов
Очень тяжелые (высокоэмульсионные)	Битуминозная, >895	>890	>50		
Тяжелые (высокоэмульсионные)	Тяжелая, 870,1-895,0	870-920	12-50	5-15	1-7
Средние тяжелые (эмульсионные)	Средняя, 850,1-870	820-870	5-15		0,6-1
Средние легкие (среднеэмульсионные)	Легкая, 830,1-850	820-860	4-15	3-8	0,3-3
Легкие (низкоэмульсионные)	Особо легкая, < 830	< 840	<8	0,6-5	0,8 (следы)

## ПАРАМЕТРЫ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ С УЧЕТОМ ЭМУЛЬСИОННОСТИ И ПЛОТНОСТИ

Группа нефтей	Тип нефти по ГОСТ Р 51858-2002 по плотности при температуре 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	Температура, °С	Расход деэмульгатора, г/т нефти	Время отстаивания, мин	Температура, °С	Расход деэмульгатора, г/т нефти	Время отстаивания, мин
		для предварительное обезвоживания (остаточное содержание воды в нефти 5-10 %)			для глубокого (окончательного) обезвоживания (остаточное содержание воды в нефти 0,5-1 %)		
Очень тяжелые (высокоэмульсионные)	Битуминозная, >895	30-50*	60-100*	90-180*	80-120** 60-120***	80-120** 80-120***	120-240** 60-120***
Тяжелые (высокоэмульсионные)	Тяжелая, 870,1-895	35-40 20-40	30-50 40-60	40-60 60-120	50-60 60-80 60-80***	50-80 60-80 60-80***	60-120 40-90***
Средние тяжелые (эмульсионные)	Средняя, 850,1-870	25-35 15-30	20-30 20-40	30-40 30-60	40-50 40-60 40-60***	40-60 40-60 40-60***	60-90 30-60***
Средние легкие (среднеэмульсионные)	Легкая, 830,1-850	25-35 15-30	20-30 20-40	30-40 30-60	40-50 40-60 40-60***	40-60 40-60 40-60***	60-90 30-60***
Легкие (низкоэмульсионные)	Особо легкая, <830	20-30 10-20	15-20 15-20	20-30 20-40	35-40 20-40 20-40***	20-30 20-40 20-40***	30-60 20-30***

## КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТИ ДЛЯ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПОДГОТОВКИ

Группа нефтей	Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	Массовое содержание парафина, %	Температура эмульсии, °С	Расход реагента, г/т нефти	Температура эмульсии, °С	Расход реагента, г/т нефти
			при обезвоживании нефти до остаточного содержания воды в нефти, %			
			до 10		0,5 – 1	
0	≤830	<6	10 – 30	15 – 30	25 – 40	15 – 40
0 П	≤830	≥6	20 – 35	20 – 40	35 – 40	20 – 40
I	830,1 – 850	<6	20 – 35	20 – 40	35 – 40	20 – 40
I П	830,1 – 850	≥6	30 – 45	30 – 55	40 – 50	40 – 80
II	850,1 – 870	<6	30 – 45	30 – 55	40 – 50	40 – 80
II П	850,1 – 870	≥6	40 – 50	30 – 60	45 – 60	40 – 80
III	870,1 – 895	<6	40 – 50	30 – 60	45 – 60	40 – 80
III П	870,1 – 895	≥6	45 – 60	35 – 65	55 – 70	50 – 100
IV	≥895,1	<6	>50	>60	>60	>80
IV П	≥895,1	≥6	>55	>80	>70	>100

# ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТЕЙ НЕКОТОРЫХ РЕГИОНОВ РОССИИ

Месторождение	Группа нефтей	Плотность нефти при температуре 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	Массовое содержание, %			Температура, °С	Расход деэмульгатора, г/т нефти	Температура, °С	Расход деэмульгатора, г/т нефти
			при обезвоживании до остаточного содержания воды в нефти, %						
			смола	асфальтенов	парафинов	5 – 10		0,5 – 1	
Средне-Хулымское (ЯНАО)	0	815	2,50	0,60	4,1	15-20	15-20	25-35	15 - 30
Кыновское (ЯНАО)	0 П	823	1,50	0,06	8,8	20	15-20	20-35	20- 30
Южно-Хыльчуйское (Ненецкий АО)	I	850	5,42	0,19	4,28	25	25 - 40	40-50	25 - 60
Ново-Ключевское, карбон (Самарская область)	I П	842,5	4,75	0,33	7,10	45	50 - 70	45	100
Ново-Ключевское, девон (Самарская область)	I П	846,5	5,50	1,08	6,98	45	50 - 70	45	100
Малоичское (Новосибирская область)	i П	848,0	9,76	1,89	6,12	55-60*	40 - 60	60*	60 - 80
Ем-Еговское (ХМАО)	II	862	6,2	1,2	5,0	40	20	45	40
Приобское (ХМАО)	II	868,0	7,0	2,8	2,4	25-30	20 - 40	35 - 40	25 - 40
Полуньяхское (ХМАО)	III	887,1	10,13	4,70	2,56			50- 60	50-80
Сергинское (ХМАО)	III	889,0	5,3	3,1	2,5	30	30 - 50	50 - 60	40 - 60
Русское (ЯНАО)	IV	940,0	9,0	0,5	1,0	40-50**	30-60**	60-70**	30 - 60 **



Технологический процесс сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды с целью получения товарной нефти, утилизации газа и воды реализуется в технологической схеме обустройства месторождения.

Технологическая схема обустройства представляет собой совокупность технологических объектов:

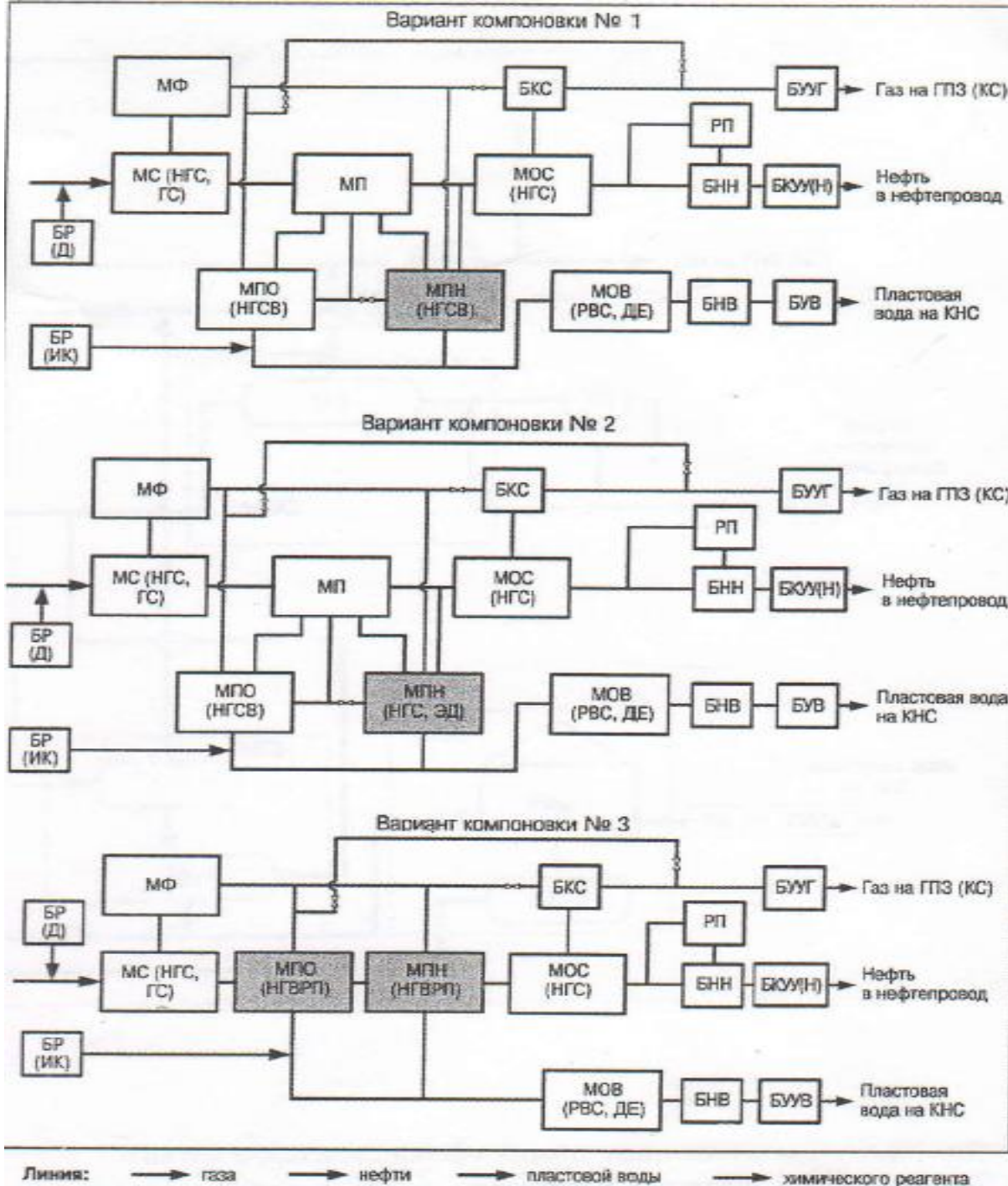
- ДНС
- УПСВ
- ЦПС
- УПН
- УПСВ с ДНС, ДНС с УПСВ, КСП
- ПСП

Технологические схемы должны обеспечивать *структурную* и *технологическую гибкость* системы сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды.

***Структурная гибкость*** – способность изменения системы за счет использования модульного принципа.

***Технологическая гибкость*** – способность технологического объекта сохранять заданное функционирование при изменении технологических параметров (режимов) работы оборудования.

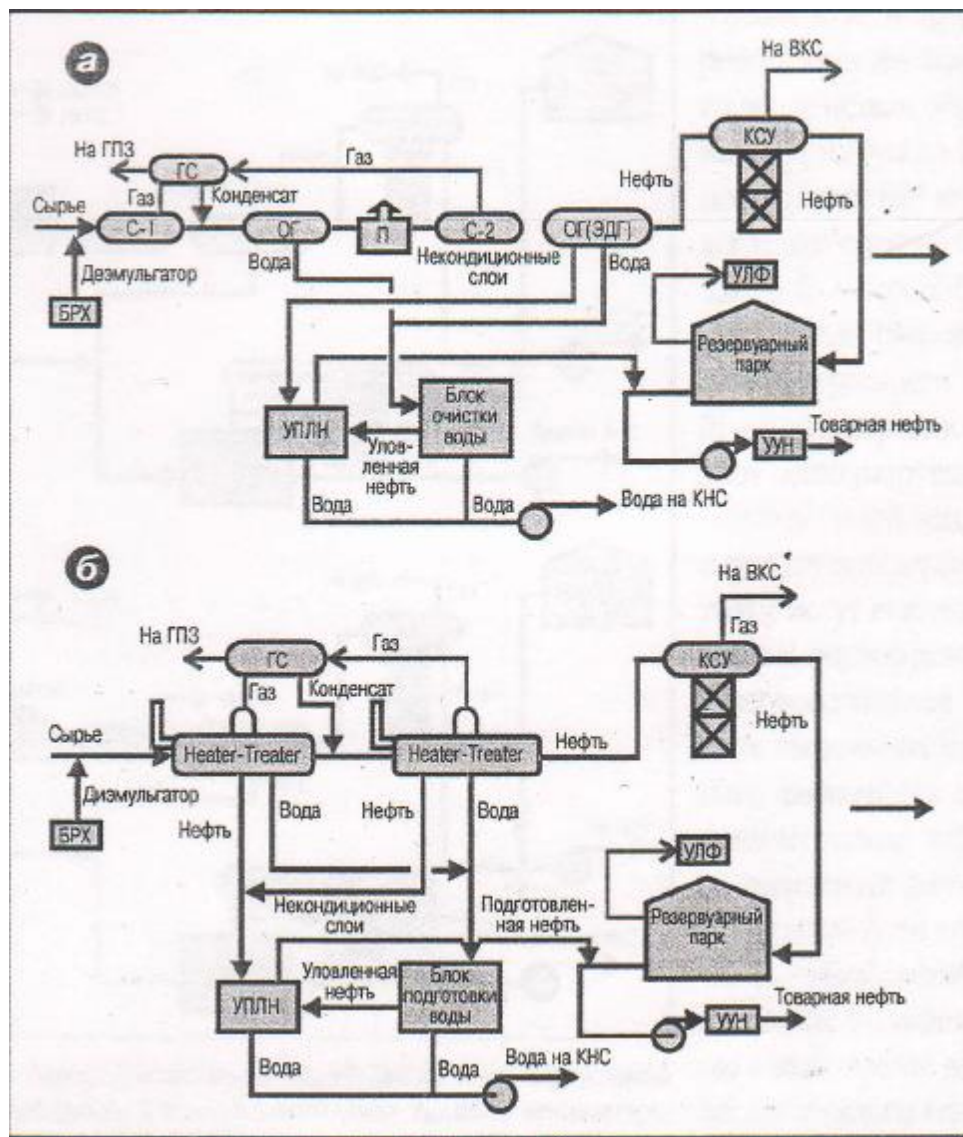
# ВАРИАНТЫ КОМПОНОВКИ ЦПС



МС, МПО, МПН, МОВ, МОС - модуль соответственно separации, предварительного обезвоживания, подготовки нефти, очистки воды и окончательной separации; БКС - блочная компрессорная станция; МФ - модуль факельный; РП - резервуарный парк; БНН, БНВ - блок насосов соответственно нефти и воды; БР(Д), БР(ИК) - блок дозирования соответственно деэмульгатора и ингибитор коррозии; БКУУ(Н) - блок коммерческого узла учета нефти; БУУГ - блок узла учета газа; БУВ - блок узла учета воды; НГС - нефтегазовый сепаратор; ГС - газовый сепаратор; НГСВ - нефтегазовый сепаратор со сбросом воды; ЭД - электродегидратор; ДЕ - дренажная емкость

**ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ  
РЕШЕНИЯ ДЛЯ ОБЪЕКТОВ  
ПОДГОТОВКИ НЕФТИ  
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ  
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

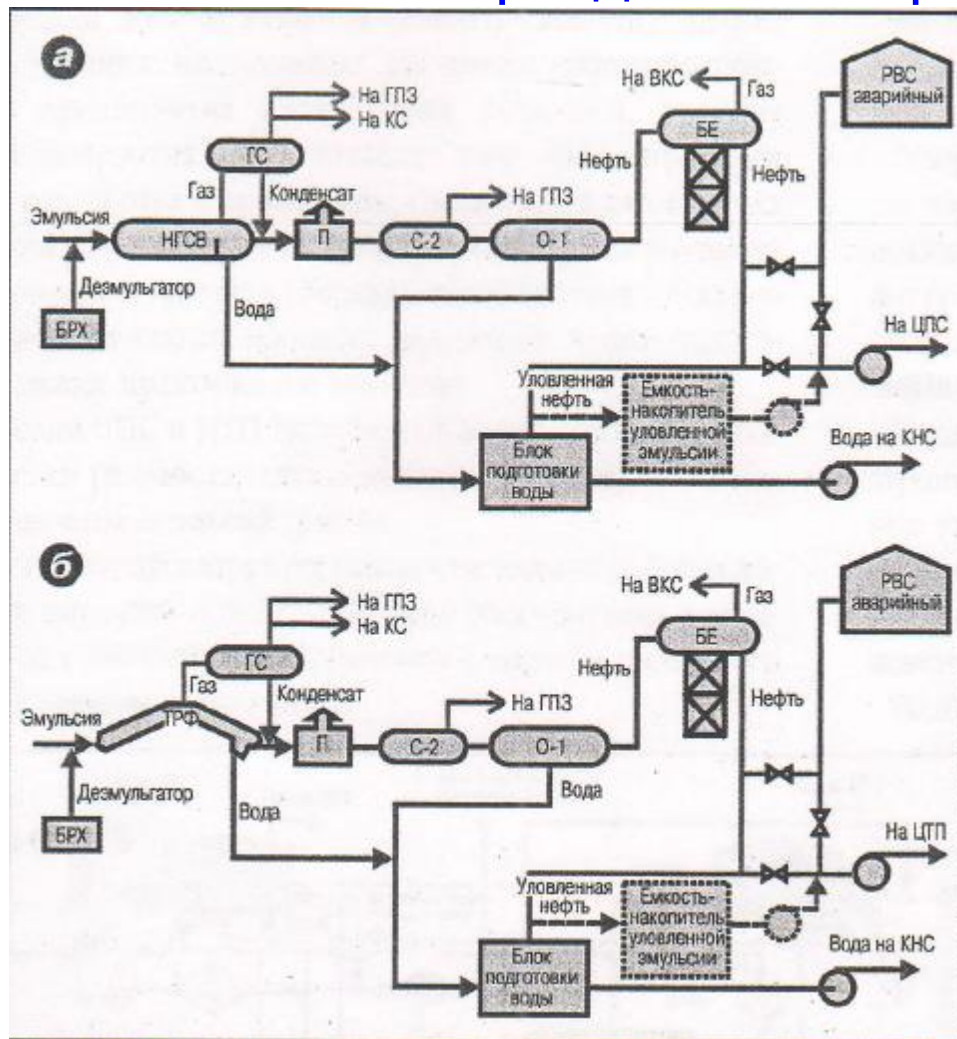
# Принципиальные схемы технологических вариантов ЦПС с использованием однофункционального (а) и многофункционального (б) оборудования



С-1 – сепаратор первой ступени сепарации; С-2 – сепаратор промежуточной («горячей») ступени сепарации; КСУ – концевая ступень сепарации; П. – нагреватель нефти; ОГ (ЭДГ) – ступень окончательного обезвоживания; УУН – узел учета нефти; БРХ – блок дозирования реагента; ГС – газосепаратор; УПЛН – установка подготовки ловушечных нефтей; УЛФ – улавливание легких фракций углеводородов; Heater-Treater – сепаратор-водоотделитель с нагревом эмульсии



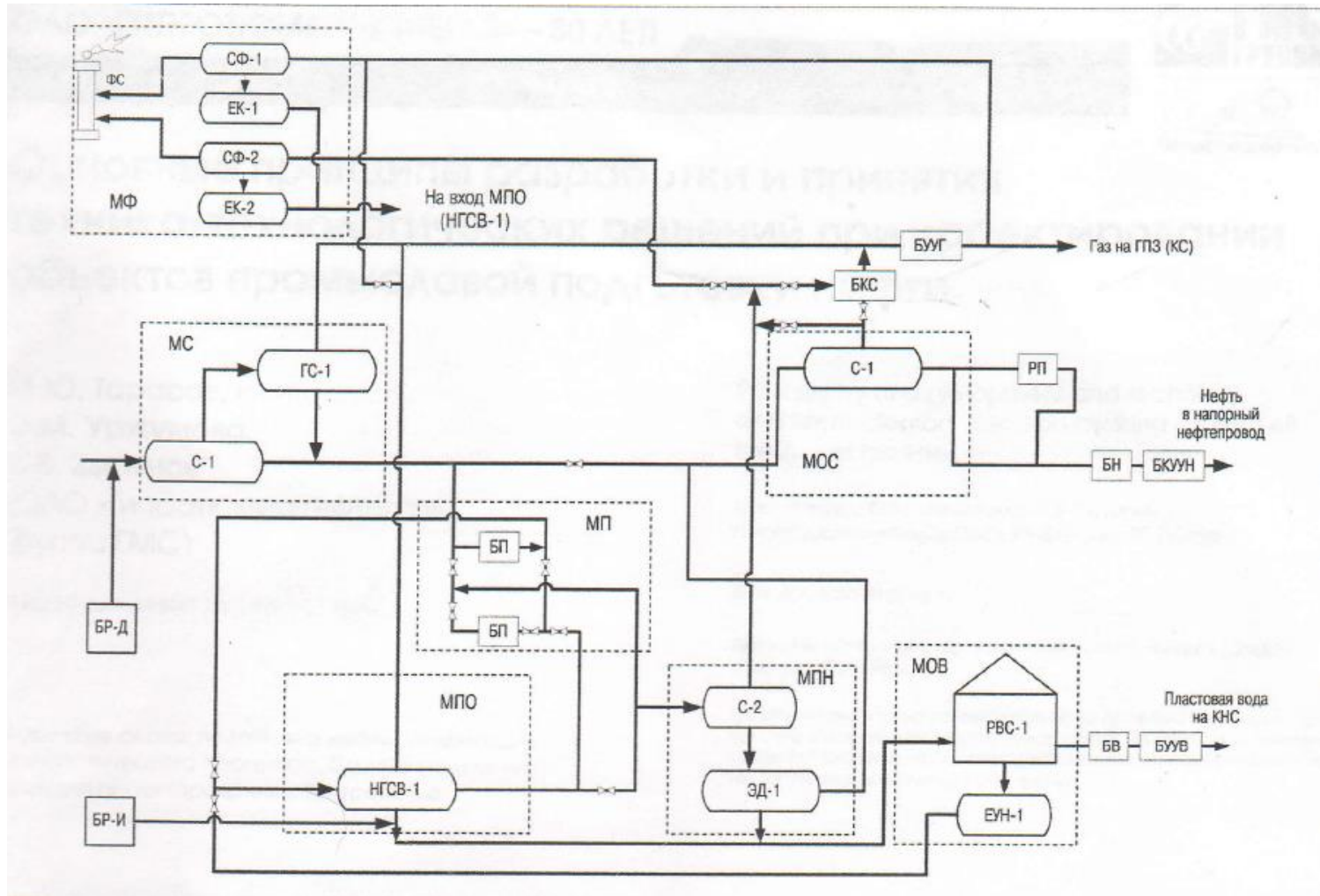
# Принципиальные технологические схемы УПСВГ для месторождений с высокообводненной продукцией с использованием типовой аппаратуры (а) и трубного разделителя фаз (ТРФ) (б)



Н - центробежный насос; ГС - газосепаратор; НГСВ - нефтегазовый сепаратор-водоотделитель; П - нагреватель нефти; БЕ - буферная емкость; с-2 - сепаратор "горячей" ступени сепарации; 0-1 - нефтяной отстойник; БРХ - блок дозирования реагентов; ТРФ - трубный разделитель фаз

# ПРИМЕР

## Принятая принципиальная технологическая схема ЦПС



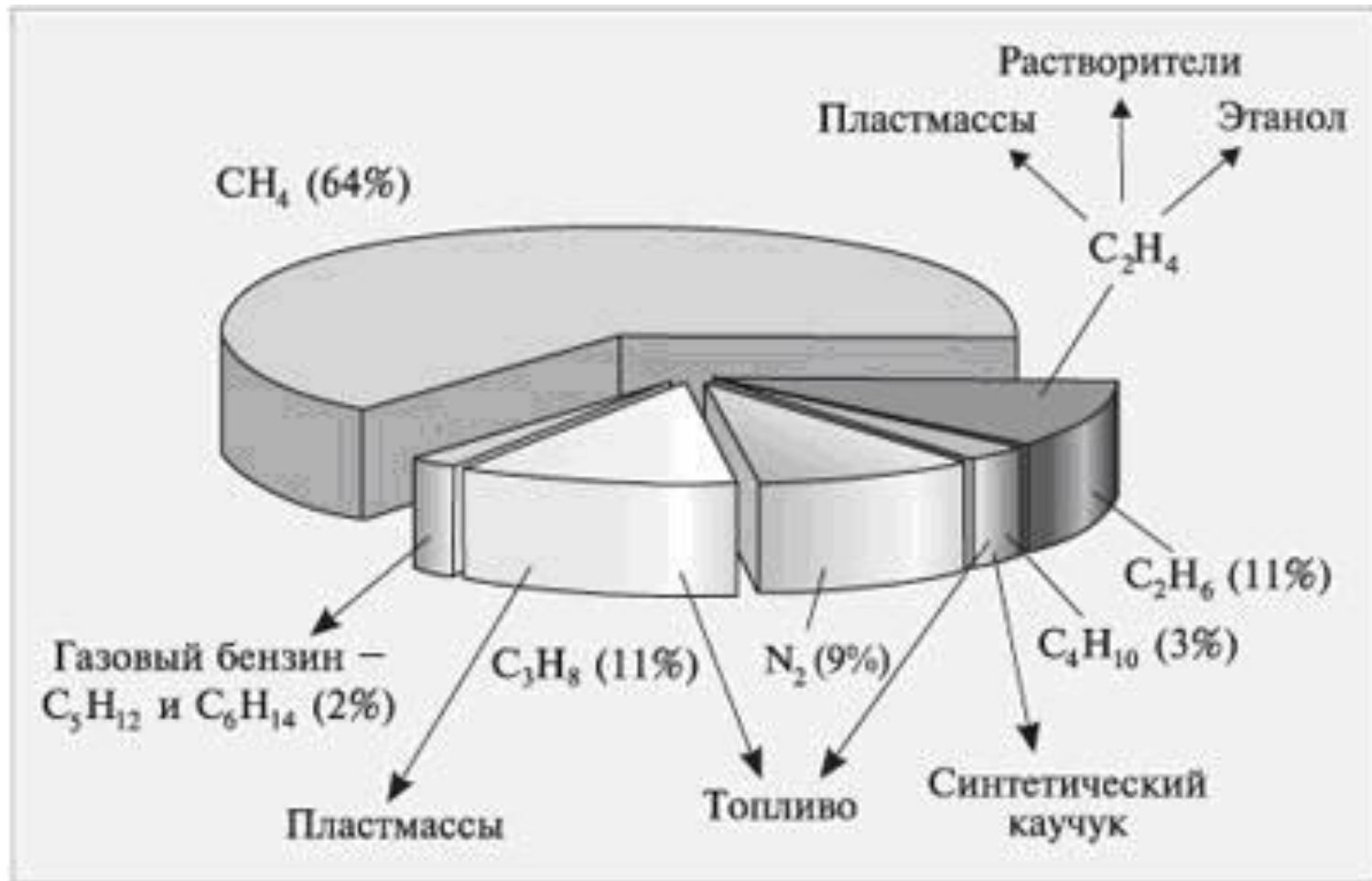


После согласования и утверждения принципиальной технологической схемы осуществляется расчет материально-теплового баланса установки, определяется число единиц технологического оборудования и разрабатывается технологическая схема ЦПС.

# **ПРОБЛЕМЫ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА И НАПРАВЛЕНИЯ ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ**

Под утилизацией ПНГ понимаются процессы сбора, подготовки, транспортировки и переработки газа, а также использование попутного газа для собственных технологических нужд на промыслах и в качестве сырья для нефтехимии.

# Состав и использование попутного нефтяного газа



# ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПНГ В ПРОЕКТАХ ГИПРОТЮМЕННЕФТЕГАЗА

Н. Н. Андреева, М. Ю. Тарасов, С. В. Чернышев, С. С. Иванов

ПРОБЛЕМЫ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА И ОПТИМАЛЬНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ.  
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ

Материалы XXV Всероссийского  
межотраслевого совещания  
(Геленджик, 27 сентября — 1 октября 2011 г.)

## Направление использования

## Стадия выделения ЛЖУ

### 1. Закачка газа на хранение:

- закачка в подземное хранилище газа;
- водогазовое воздействие;
- газовое воздействие
- термоводогазовое воздействие

Компримирование

### 2. Транспорт газа до потребителя (ГПЗ)

Компримирование.  
Транспорт по газопроводу

### 3. Переработка газа с получением СОГ, ШФЛУ (СОГ, СПБТ, СГБ)

Компримирование  
Низкотемпературная  
конденсация

### 4. Транспорт в иных агрегатных состояниях, в том числе: сжижение газа с получением СПГ, ШФЛУ (СПГ, СПБТ, СГБ); перевод в газогидратную форму

Компримирование  
Низкотемпературная  
конденсация

### 5. Газохимия, в том числе: получение метанола; получение синтетических жидких углеводородов (GTL)

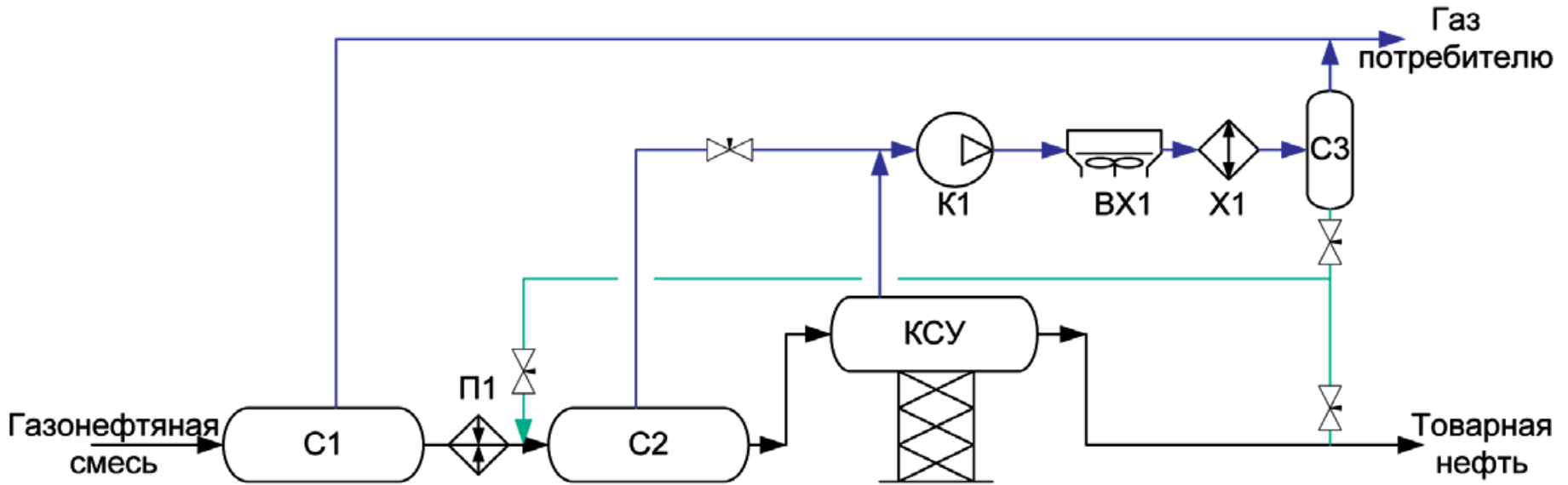
Компримирование  
Низкотемпературная  
конденсация

### 6. Выработка энергии, в том числе: **электроэнергии** на автономных электростанциях; **тепловой** энергии на котельных, печах; **механической** энергии для привода динамического оборудования

Компримирование  
Низкотемпературная  
конденсация (сепарация)

# **Варианты использования метода НТК для обработки ПНГ в составе объекта подготовки нефти**

# Смешение выделяемых ЛЖУ с товарной нефтью или подача в процесс подготовки нефти

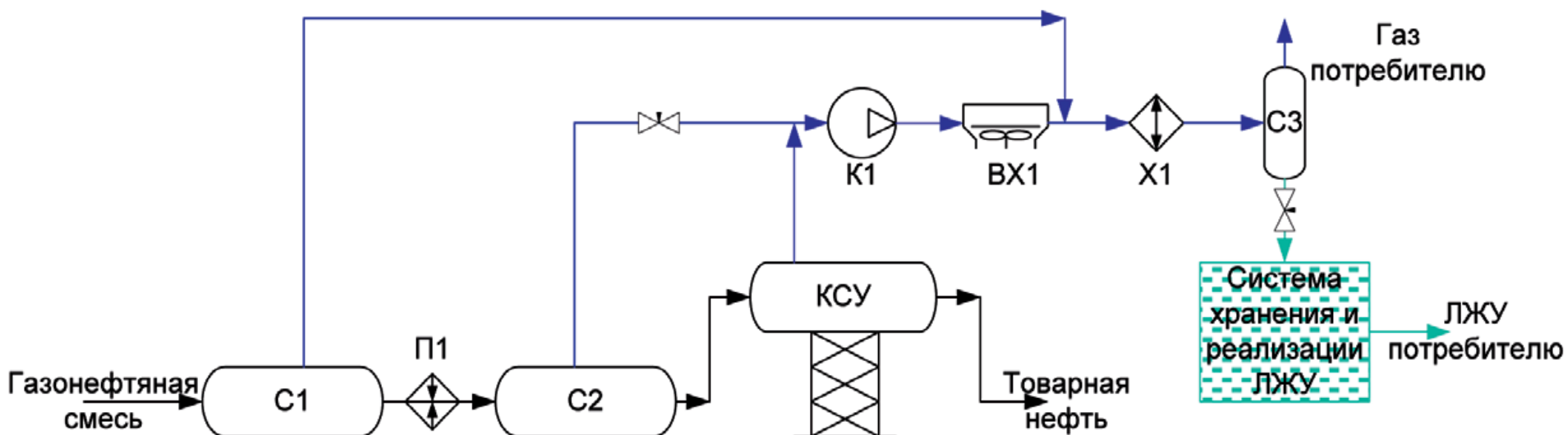


- C1 – сепаратор 1-ой ступени сепарации
- П1 – печь нагрева
- C2 – сепаратор 2-ой ступени сепарации
- КСУ – конечная сепарационная установка
- C3 – газосепаратор
- K1 – компрессор низких ступеней сепарации
- VX1 – воздушный холодильник
- X1 – холодильник

Оборудование	Давление, МПа (изб.)	Температура, °С
C1	0,65	+20
П1, выход	0,55	+40
C2	0,15	+40
КСУ	0,005	+40
C3	0,65	+5
K1, нагнетание	0,70	+100
VX1, выход	0,68	+40
X1, выход	0,65	+5



# Реализация выделяемых ЛЖУ как товарного продукта

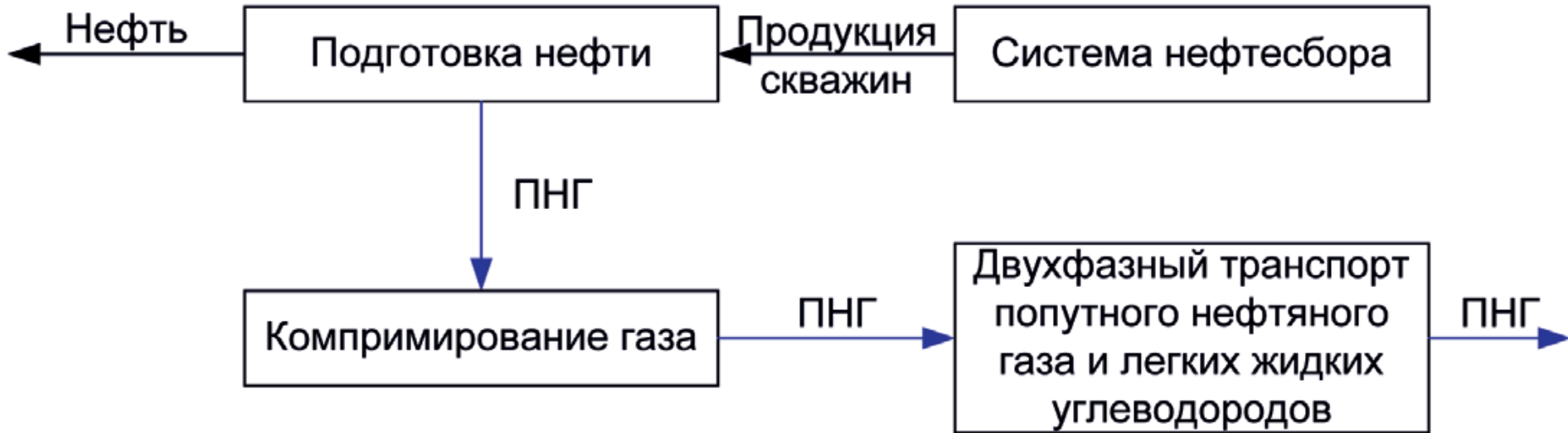


- С1 – сепаратор 1-ой ступени сепарации
- П1 – печь нагрева
- С2 – сепаратор 2-ой ступени сепарации
- КСУ – конечная сепарационная установка
- С3 – газосепаратор
- К1 – компрессор низких ступеней сепарации
- ВХ1 – воздушный холодильник
- Х1 – холодильник

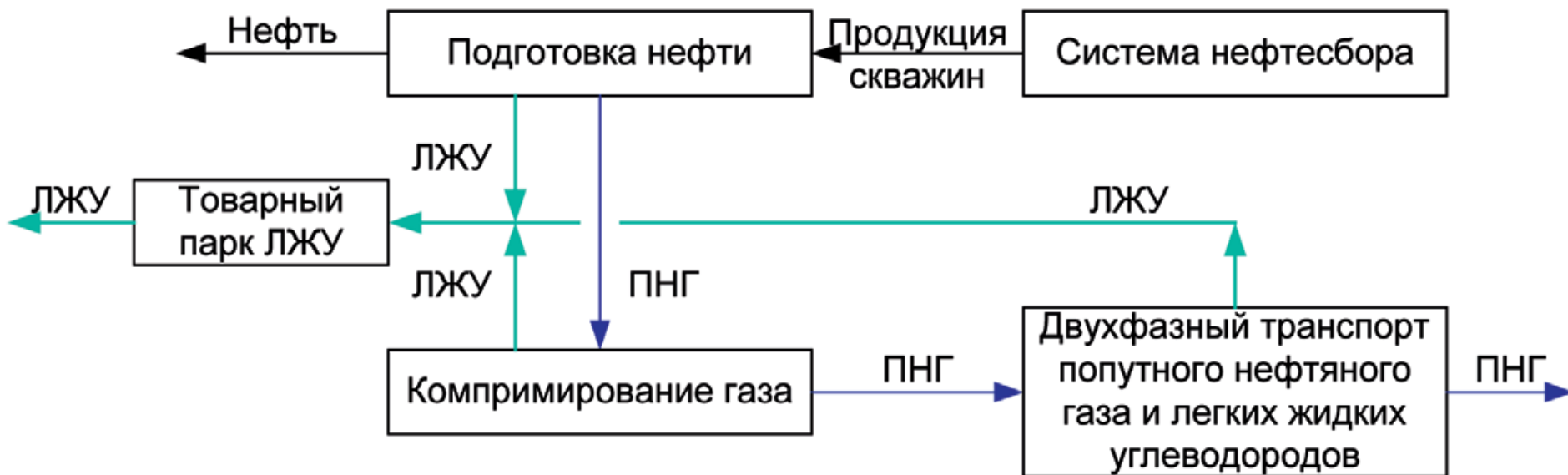
Оборудование	Давление, МПа (изб.)	Температура, °С
С1	0,65	+20
П1, выход	0,55	+40
С2	0,15	+40
КСУ	0,005	+40
С3	0,65	+5
К1, нагнетание	0,70	+100
ВХ1, выход	0,68	+40
Х1, выход	0,65	+5

# **Варианты использования углеводородного конденсата, образующегося при транспорте ПНГ**

# Двухфазный транспорт на ГПЗ

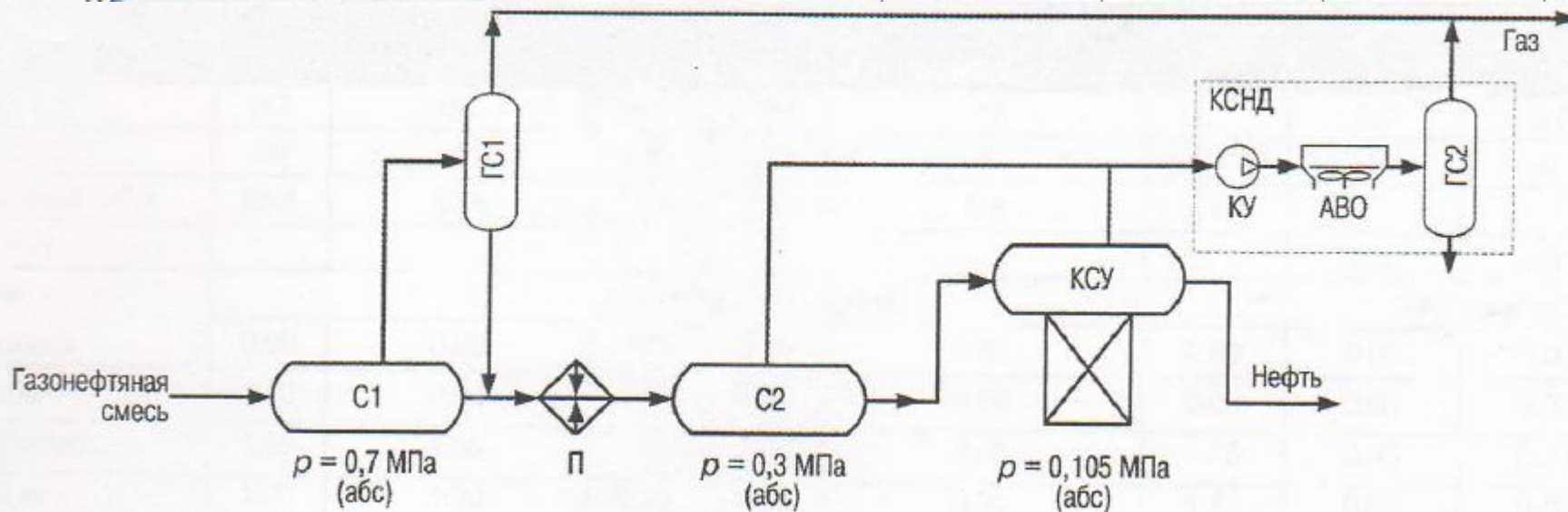


# Сбор, хранение и реализация ЛЖУ



# Принципиальная технологическая схема трехступенчатой сепарации нефти

Параметры	Ступень сепарации		
	I	II	III
Давление, МПа	0,7	0,3	0,105
Температура, °С	20	40	40
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	55,8	4,2	4,6



Молярная масса газа (расчет), г/моль

23,86

Плотность газа при температуре 20 °С, кг/м<sup>3</sup>

0,993

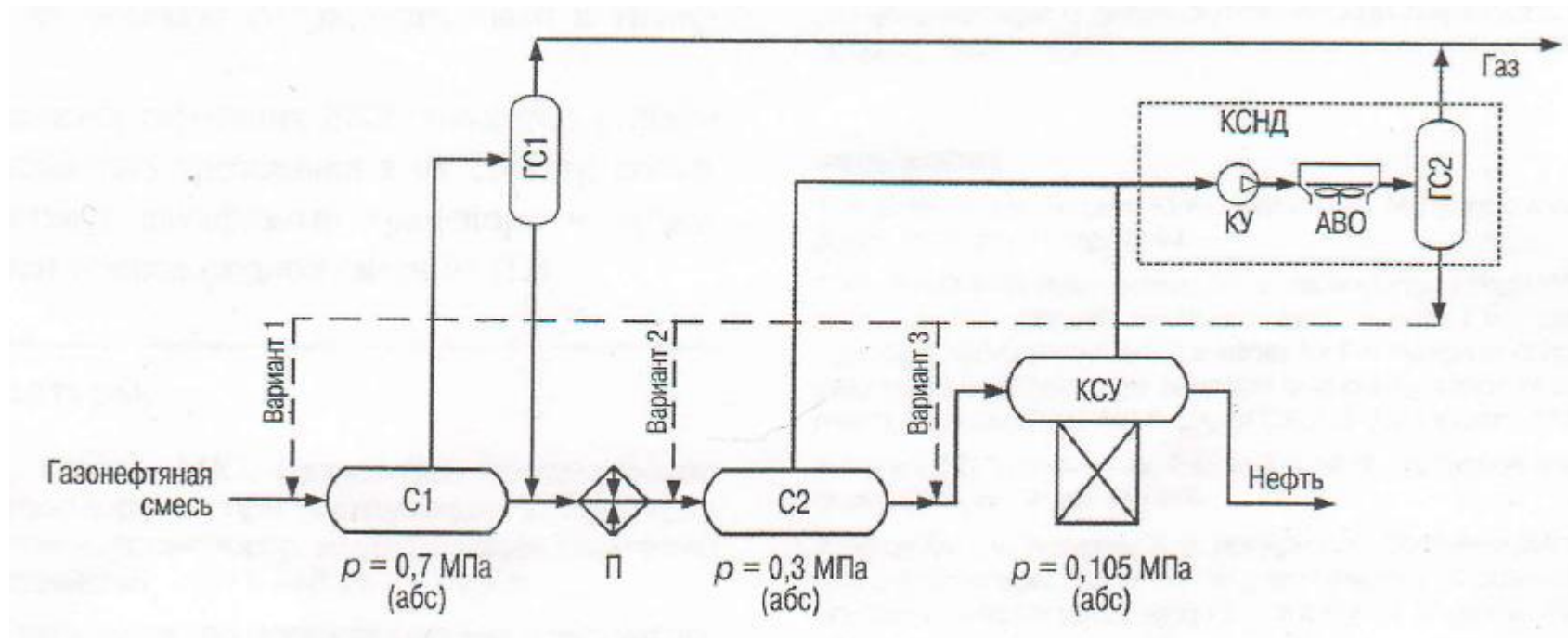
Плотность сепарированной нефти, кг/м<sup>3</sup>

871,0

Давление насыщенных паров (ДНП) товарной нефти, кПа

60,7

# Принципиальная схема подачи ЛЖУ в различные узлы технологической схемы трехступенчатой сепарации



Точка подачи ЛЖУ	Увеличение массового выхода товарной нефти, %	ДНП товарной нефти после смешения с ЛЖУ, кПа	Удельный расход газа низкого давления на компримирование, $\text{нм}^3/\text{т}$ товарной нефти
Без подачи	0	58,4	10,26
1 ступень сепарации	0,50	61,2	11,77
2 ступень сепарации	0,80	66,6	18,90
КСУ	0,80	69,5	19,21

# Состав ЛЖУ

Параметры	Степень сепарации		Весь газ	Все ЛЖУ	Степень сепарации		Весь газ	Легкая часть ЛЖУ в газопровод
	I	II+III			I	II+III		
	без возврата ЛЖУ				с возвратом ЛЖУ в I ступень			
Давление, МПа	0,7	0,7		0,7	0,7			0,7
Температура, °С	5	5		5	5			5
Газосодержание, м³/т	131,6	6,1	137,7		133,9	6,2	140,1	
Выход ЛЖУ, кг/т				9,7				4,7
Выход нефти, т	1,000				1,005			
	Состав газа (объемная доля)			Состав ЛЖУ (массовая доля)		Состав газа (объемная доля)		Состав ЛЖУ (массовая доля)
Содержание, %:								
сероводорода	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
меркаптанов	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
диоксид углерода	0,88	1,66	0,92	0,16	0,87	1,65	0,91	0,38
азота + редкие	1,25	0,29	1,21	0,00	1,23	0,29	1,19	0,00
метана	74,50	39,05	73,12	0,53	73,45	38,51	71,90	1,10
этана	9,45	18,97	9,89	3,08	9,48	18,68	9,89	6,49
пропана	9,73	31,71	10,73	29,73	10,56	32,37	11,53	54,27
изобутана	0,72	2,07	0,78	6,81	0,82	2,16	0,88	8,25
н-бутана	2,12	5,21	2,26	24,97	2,43	5,36	2,56	24,21
неопентана	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00
изо-пентана	0,33	0,45	0,33	7,03	0,45	0,47	0,45	2,98
н-пентана	0,33	0,36	0,33	7,80	0,35	0,34	0,35	2,20
гексанов	0,24	0,10	0,23	8,10	0,15	0,05	0,14	0,12
гептанов и выше	0,45	0,13	0,20	11,67	0,20	0,13	0,20	0,00
Всего	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

# Свойства газа и товарной нефти

## Без возврата ЛЖУ

Молярная масса газа (расчет), г/моль	22,72	23,13
Плотность газа при температуре 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	0,945	0,961
Плотность сепарированной нефти, кг/м <sup>3</sup>	874,0	872,8
Плотность ЛЖУ, кг/м <sup>3</sup>	576,6	515,2
ДНП товарной нефти, кПа	58,4	61,2

## С возвратом ЛЖУ на I ступень



# Иванов С.С. Разработка ресурсосберегающей технологии подготовки попутного нефтяного газа – Тюмень. 2012 г.

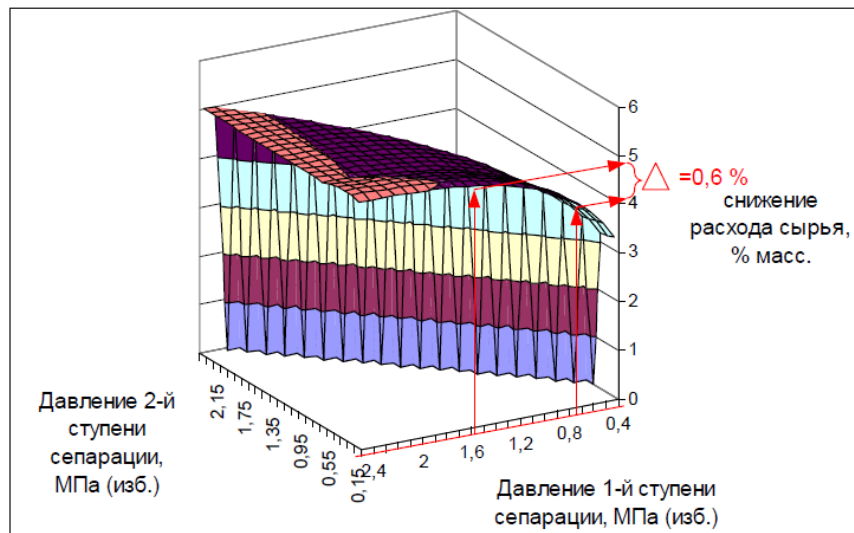


Рис. 1. Снижение расхода сырья для различных режимов сепарации нефти Еты-Пуровского месторождения (пласт Ю<sub>1</sub>)

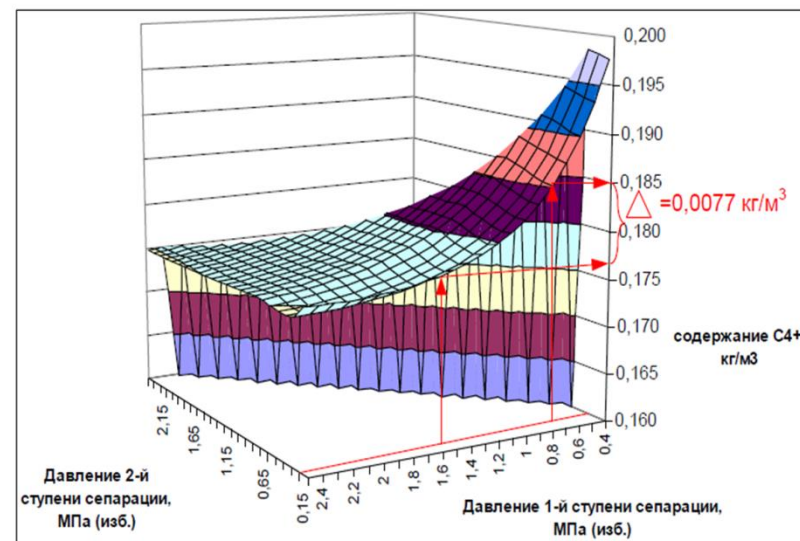


Рис. 2. Содержание ЛЖУ в общем потоке газа для различных режимов сепарации нефти Еты-Пуровского месторождения (пласт Ю<sub>1</sub>)

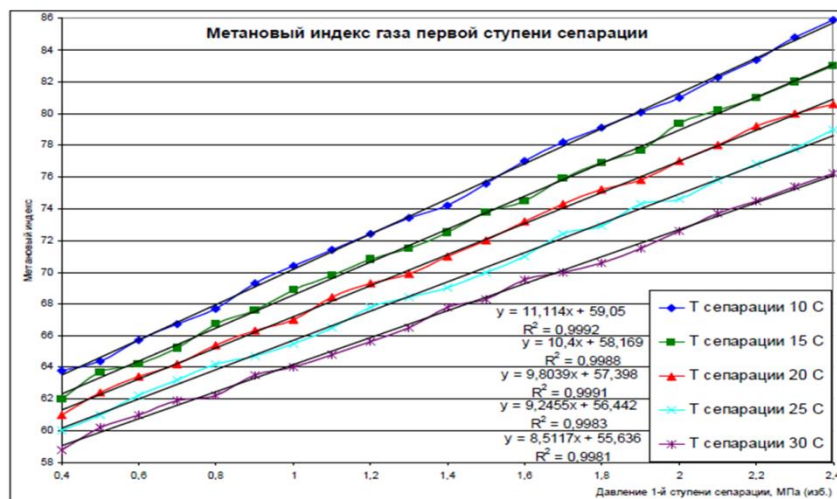
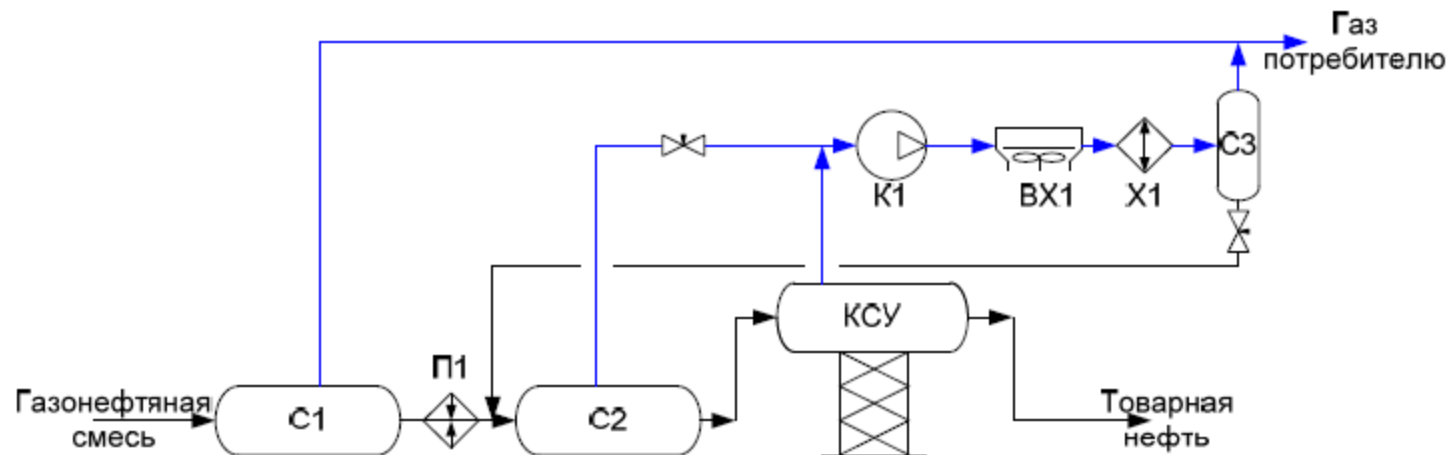


Рис. 3. Зависимость метанового индекса ПНГ от температуры и давления сепарации нефти Еты-Пуровского месторождения



- С1 – сепаратор 1-ой ступени сепарации  
 П1 – печь нагрева  
 С2 – сепаратор 2-ой ступени сепарации  
 КСУ – конечная сепарационная установка  
 С3 – газосепаратор  
 К1 – компрессор низких ступеней сепарации  
 ВХ1 – воздушный холодильник  
 Х1 – холодильник

Оборудование	Давление, МПа (изб.)	Температура, °С
С1	0,65	+20
П1, выход	0,55	+40
С2	0,15	+40
КСУ	0,005	+40
С3	0,65	+5
К1, нагнетание	0,70	+100
ВХ1, выход	0,68	+40
Х1, выход	0,65	+5

Рис. 4. Принципиальная технологическая схема сепарации нефти и выделения ЛЖУ из попутного нефтяного газа, обеспечивающая максимальное сохранение

ЛЖУ в нефти

Таблица - Требования к извлечению легких жидких углеводородов из попутного нефтяного газа

Газовый фактор нефти, м <sup>3</sup> /т	Содержание углеводородов C <sub>4+</sub> в газе, кг/м <sup>3</sup>	Коэффициент извлечения $K_{ЛЖУ}$
До 100	менее 0,03	Извлечение ЛЖУ не рационально
	от 0,03 до 0,12	0,2 ÷ 0,4
	свыше 0,12	0,4 ÷ 0,6
От 100 до 400	менее 0,03	Извлечение ЛЖУ не рационально
	от 0,03 до 0,12	0,2 ÷ 0,3
	свыше 0,12	0,15 ÷ 0,25
Свыше 400	менее 0,03	Извлечение ЛЖУ не рационально
	от 0,03 до 0,12	0,2 ÷ 0,3
	свыше 0,12	При любом извлечении ЛЖУ из газа и смешении с товарной нефтью превышение ДНП выше требований

Ивановым С.С. разработаны варианты подготовки попутного нефтяного газа по технологии низкотемпературной конденсации, в работе приведен выбор технологической схемы подготовки попутного нефтяного газа в зависимости:

1. От давления транспортируемого газа.
2. От газосодержания пластовой нефти.
3. От содержания углеводородов  $C_{4+}$  в попутном нефтяном газ после сепарации нефти.
4. От температуры поступающего газа.

В зависимости от характеристик пластовой нефти и компонентного состава попутного нефтяного газа приняты 3 принципиальные технологические схемы подготовки попутного нефтяного газа, отличающиеся: количеством ступеней охлаждения; режимами работы и способом создания холода.

Для вариантов подготовки попутного нефтяного газа определены условия работы, обеспечивающие необходимое извлечение ЛЖУ, смешение которых с нефтью не приводит к увеличению ее давления насыщенных паров более 66,7 кПа.

# РАБОТЫ ИВАНОВА С.С.

1. Иванов С.С. Технологические решения подготовки низконапорных газов для обеспечения надежной работоспособности ГПЭС / М.Ю. Тарасов, С.С. Иванов // V конференция молодых специалистов организаций, осуществляющих виды деятельности, связанной с использованием участками недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа-Югры: Материалы науч.-практ. конф. г. Ханты-Мансийск, 16-18 февраля 2005. – Уфа.: ООО «Издательство научно-технической литературы «Монография»», 2005. – С. 241-245.
2. Иванов С.С. Подготовка нефтяного газа для питания газо-поршневых электростанций / М.Ю. Тарасов, С.С. Иванов // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 2. – С. 46-49.
4. Иванов С.С. Требования к подготовке растворенного газа для питания газопоршневых двигателей / С.С. Иванов, М.Ю. Тарасов.// Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 1. – С. 102-105.
5. Иванов С.С. Увеличение выхода нефти и снижение содержания легких жидких углеводородов в попутном нефтяном газе при проектировании установок подготовки нефти (часть I) / С.С. Иванов, М.Ю. Тарасов, А.А. Зобнин, В.Ю. Жиряков, А.Б. Зырянов.// Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 138-140.
6. Иванов С.С. Увеличение выхода нефти и снижение содержания легких жидких углеводородов в попутном нефтяном газе при проектировании установок подготовки нефти (часть II) / С.С. Иванов, М.Ю. Тарасов, А.А. Зобнин, В.Ю. Жиряков, А.Б. Зырянов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 9. – С. 116-118.

7. Иванов С.С. Использование легких жидких углеводородов при эксплуатации систем промысловой подготовки, транспорта и реализации нефтяного газа / Н.Н. Андреева, М.Ю. Тарасов, С.С. Иванов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 11. – С. 92-94.
8. Иванов С.С. Технологические решения реализации ПНГ в проектах Гипротюменнефтегаза / Н.Н. Андреева, М.Ю. Тарасов, С.В. Чернышев, С.С. Иванов // «Проблемы утилизации попутного нефтяного газа и оптимальные направления его использования. Энергоэффективность»: Материалы XXV юбилейного Всероссийского межотраслевого совещания, г. Геленджик, 27.09 – 1.10.2011 г. – Краснодар: Издательство «ЭДВИ», 2012. – С. 13-20.
9. Иванов С.С. Двухступенчатое компримирование низконапорного газа с помощью эжектора / М.Ю. Тарасов, С.С. Иванов // Наука и ТЭК. – 2012. – № 1. – С. 44-46.

# КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1	Почему ПНГ является ценным сырьевым ресурсом?
2	Направления использования ПНГ
3	Какими способами Андреева Н.Н. и соавт. (ГИПРОТЮМЕННЕФТЕГАЗ) предлагают увеличить выход нефти при подготовке? (только общая формулировка)
4	Какое ограничение имеют предлагаемые способы?
5	Влияние условий разгазирования на выход нефти
6	Состав легких жидких углеводородов (ЛЖУ)
7	Из газов какой ступени сепарации следует выделять ЛЖУ?
8	Какая технология рекомендуется для выделения ЛЖУ из отсепарированного газа?
9	Что нового Вы узнали из статей Иванова С.С.?