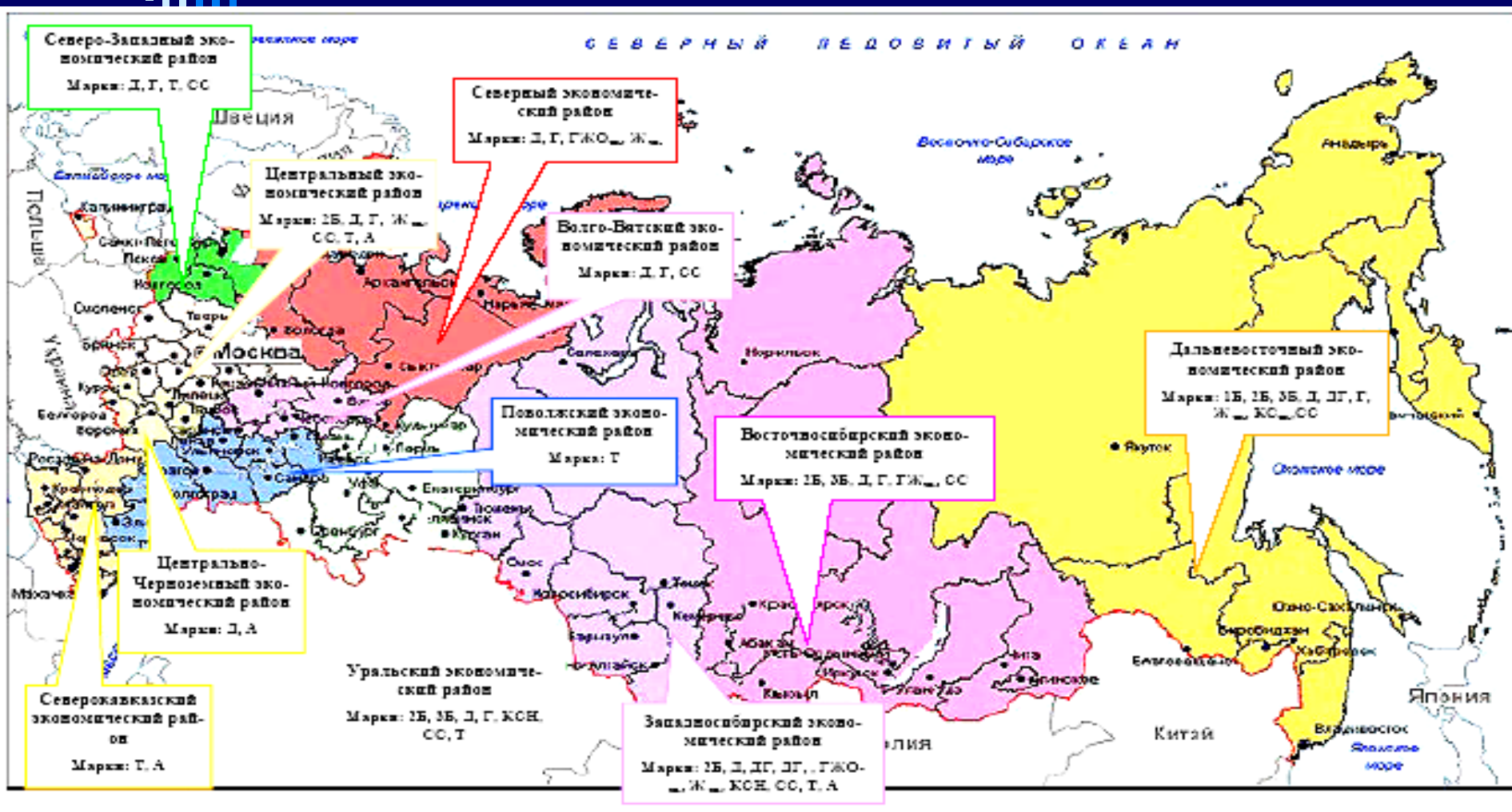


**Комплексная методика
оценки эффективности
методов утилизации и
захоронения CO₂ при
энерготехнологическом
использовании угля**

Докладчик: Мингалеева Гузель Рашидовна
Исследовательский центр проблем энергетики
Казанского научного центра РАН

Марочная структура рынка угля для ТЭС по регионам России



Удельные выбросы продуктов сгорания при факельном сжигании органических топлив в энергетических котлах*

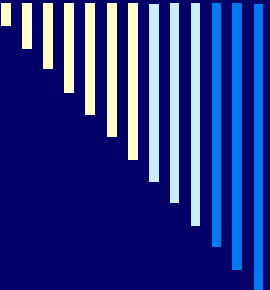
Вредные выбросы в продуктах сгорания	Доля вредного продукта при сжигании		
	природного газа, г/м ³ газа	мазута, кг/т мазута	угля, кг/т угля
Оксиды серы SO _x (в пересчете на SO ₂)	0,006-0,01	~ 21S ^r	(17-19) S ^r
Оксиды азота NO _x (в пересчете на NO ₂)	5-11	5-14	4-14
Монооксид углерода CO	0,002-0,005	0,005-0,05	0,1-0,45
Углеводороды	0,016	0,1	0,45-1,0
Водяные пары H ₂ O	1000	700	230-360
Диоксид углерода CO ₂	2000	~ 3000	2200-3000
Летучая зола и шлак	-	10 A^r	10 A^r

*Росляков П.В. Методы защиты окружающей среды. М.: Изд.дом МЭИ, 2007.



Актуальность проводимых исследований обусловлена:

- увеличением эмиссии CO_2 за счет расширения использования твердого топлива в энергетике;
- необходимостью повышения эффективности использования топлива;
- потребностями промышленного производства в концентрированном CO_2 .



Основные этапы комплексной методики оценки эффективности методов утилизации и захоронения CO₂

- I. Анализ региональных аспектов эмиссии CO₂
 - II. Разработка технологических схем энерготехнологической переработки твердого топлива
 - III. Разработка методов и технологических схем извлечения CO₂ и последующего его концентрирования
 - IV. Оценка методов утилизации и захоронения CO₂
-



I. Анализ региональных аспектов эмиссии CO₂

Региональные и технико-экономические условия можно классифицировать по нескольким основным признакам:

- обеспеченность топливно-энергетическими ресурсами;
- уровень развития энергетики;
- уровень развития основных отраслей промышленности;
- наличие трубопроводного транспорта;
- эмиссия CO₂.

Для анализа эмиссии CO₂ регионы разделены на группы в зависимости от величины массового выброса:

- 1 группа – до 5 млн. т в год;
 - 2 группа – от 5 до 10 млн. т в год;
 - 3 группа – от 10 до 15 млн. т в год;
 - 4 группа – от 15 до 20 млн. т в год;
 - 5 группа – от 20 до 25 млн. т в год;
 - 6 группа – более 25 млн. т в год.
-

Эмиссия CO₂ по территориальным округам Российской Федерации (по данным 2005 г.)

Территориальный округ РФ	Эмиссия CO ₂ , млн. т	в т.ч.	
		от сжигания топлива	от использования на транспорте
Центральный	245,41	208,37	37,04
Северо-Западный	132,38	116,18	16,2
Южный	129,95	110,41	19,54
Приволжский	267,30	239,85	27,45
Уральский	329,11	306,17	22,94
Сибирский	260,99	237,55	23,44
Дальневосточный	84,62	71,32	13,3
Всего по РФ	1449,76	1289,85	159,91



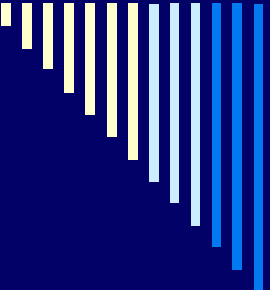
Распределение регионов по группам:

- 1 группа** - промышленно-развитые регионы с высоким уровнем эмиссии CO₂ (Москва и Московская область, Санкт-Петербург и Ленинградская область, Тульская, Самарская, Челябинская области);
 - 2 группа** - регионы с высоким уровнем развития отдельных отраслей промышленности и средним уровнем эмиссии CO₂ (Свердловская, Рязанская, Астраханская области);
 - 3 группа** - регионы с высоким уровнем добычи углеводородного сырья и средним уровнем эмиссии CO₂ (Кемеровская, Тюменская Тюменская области, Республики Татарстан и Башкортостан);
 - 4 группа** - регионы приморской зоны независимо от уровня эмиссии CO₂. (Калининградская, Сахалинская области, Хабаровский и Приморский край.
-



II. Разработка технологических схем энерготехнологической переработки твердого топлива

- Определение целевых продуктов, которые необходимо получить в процессе газификации.
 - Оценка имеющегося твердого топлива, его свойств и характеристик.
 - Выбор типа газогенераторного процесса.
 - Расчет системы предварительной подготовки топлива.
 - Расчет газогенератора.
 - Оценка термодинамической эффективности системы с газификацией твердого топлива.
-



III. Разработка методов и технологических схем извлечения CO₂ и последующего его концентрирования

Значения тепловых и эксергетических КПД систем очистки газов от CO₂

№	Наименование процесса	Степень очистки газа от CO ₂	Тепловой КПД	Эксергетический КПД
1	Одноступенчатая МЭА-очистка при атм. давлении	87-94%	86%	35%
2	МЭА-очистка с отдувкой горючих примесей азотом	90-94%	89%	25%
3	Многоступенчатая тонкая МЭА-очистка газа	99,99-99,998%	86%	48%
4	Процесс «Бенфилд»	88-99,9%	76%	32%

Рис.1. Схема одноступенчатой моноэтаноламиновой очистки при атмосферном давлении: 1 – абсорбер; 2 – брызгоотделитель; 3 – кипятильник; 4 – регенератор; 5 – теплообменник; 6 – скруббер-охладитель; 7, 7' – холодильники конденсата; 8 – насос насыщенного раствора; 9 – водяной холодильник; 10 – насос регенерированного раствора; 11 – насос конденсата

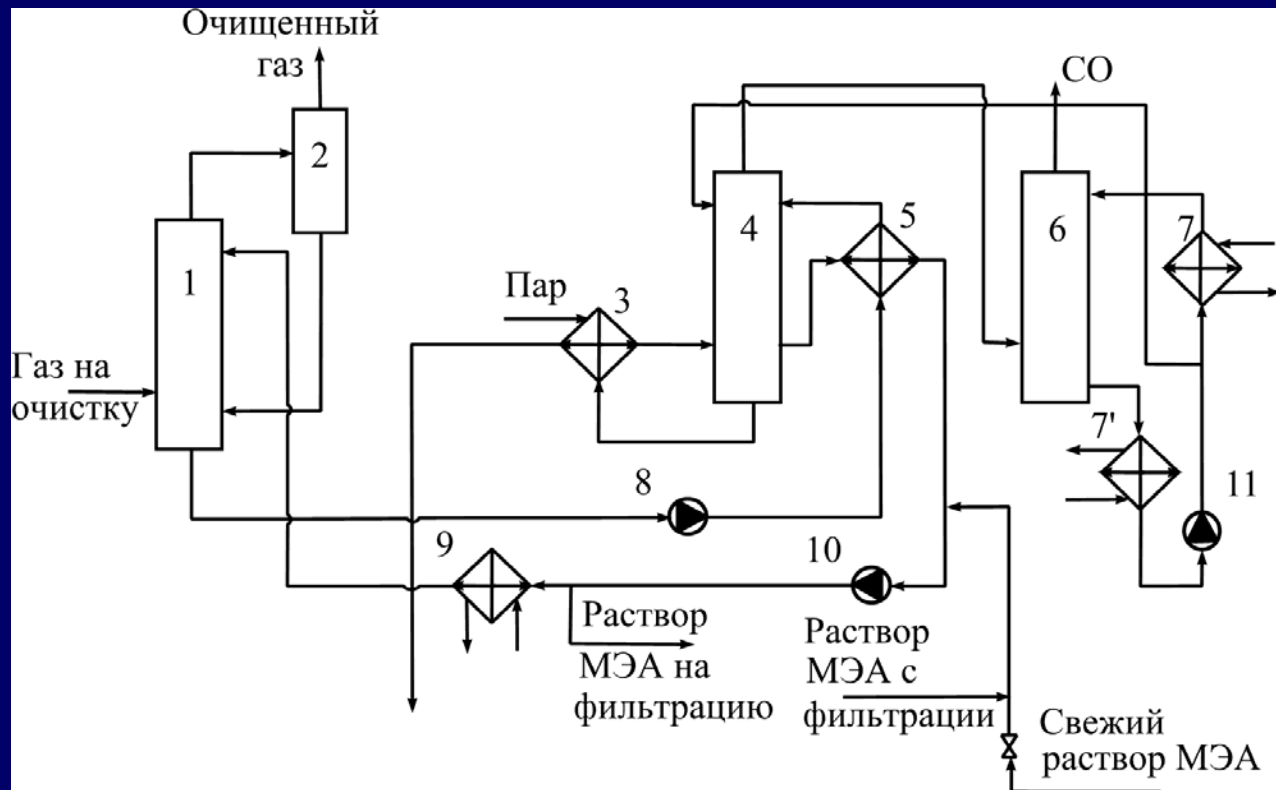


Рис. 2. Принципиальная схема моноэтаноламиновой очистки с отдувкой горючих примесей азотом: 1 – абсорбер; 2 – десорбер; 3 – регенератор; 4, 5 – теплообменники;

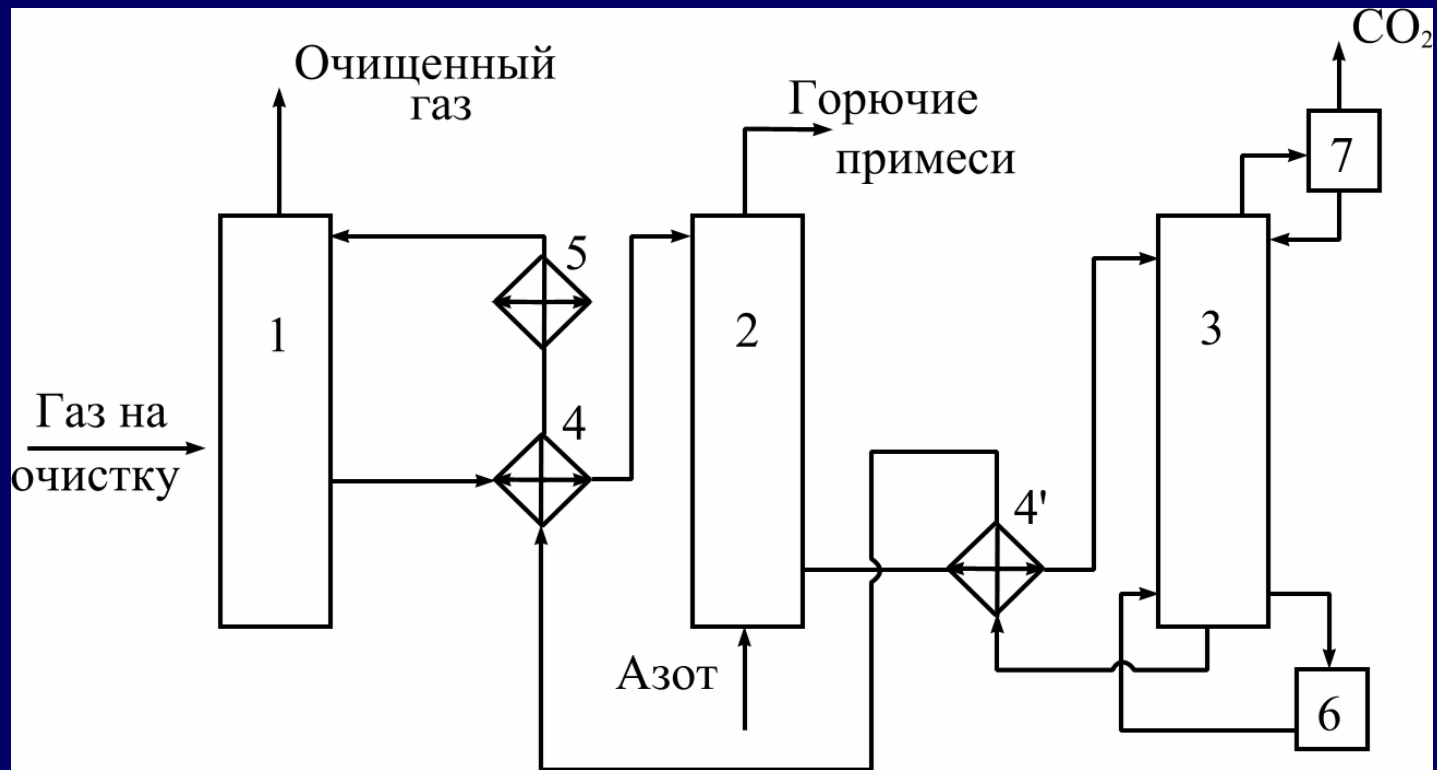


Рис. 3. Многопоточная схема тонкой МЭА-очистки газа: 1 – абсорбер; 2 – регенератор; 3, 3', 3'' – теплообменники; 4 – кипятильник; 4' – холодильник; 5 – конденсатор; 6 – кипятильник; 7, 7' - насосы

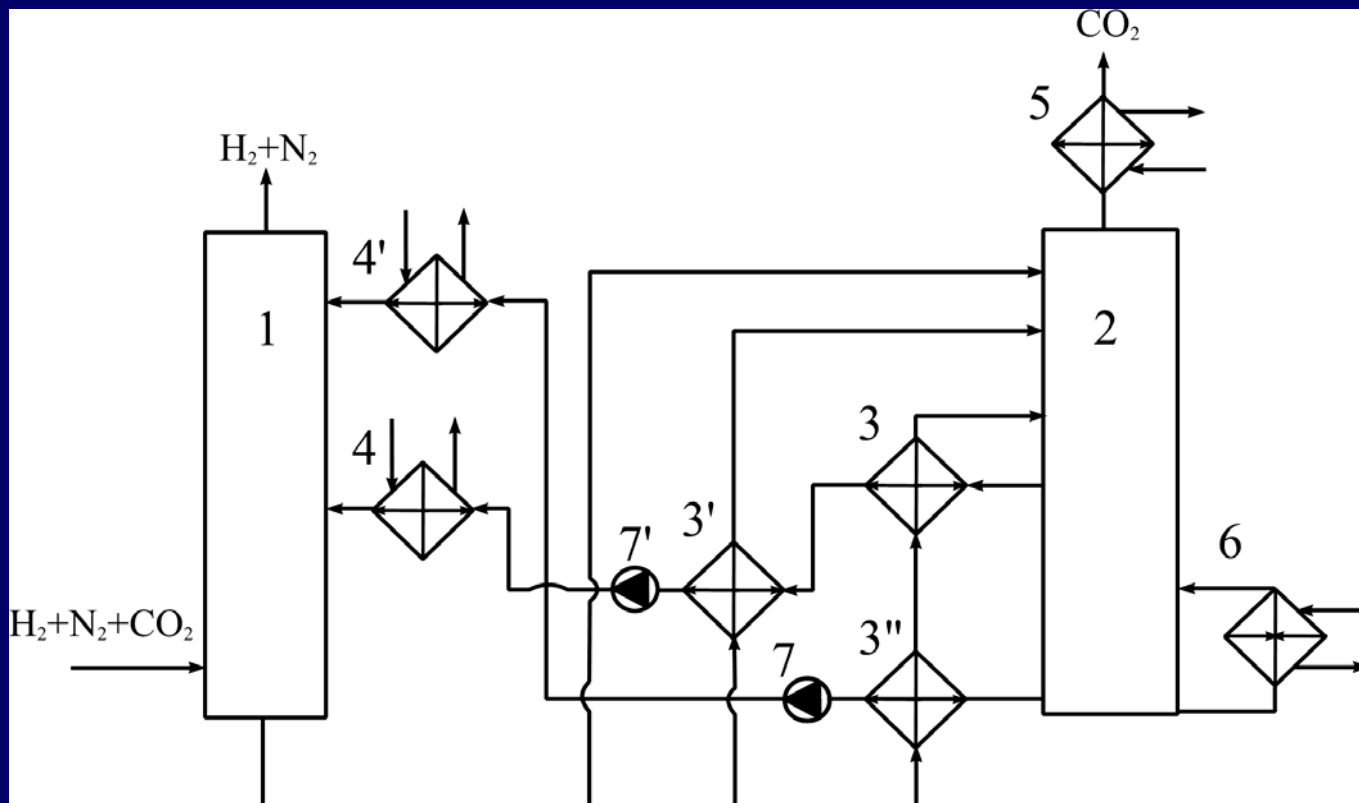
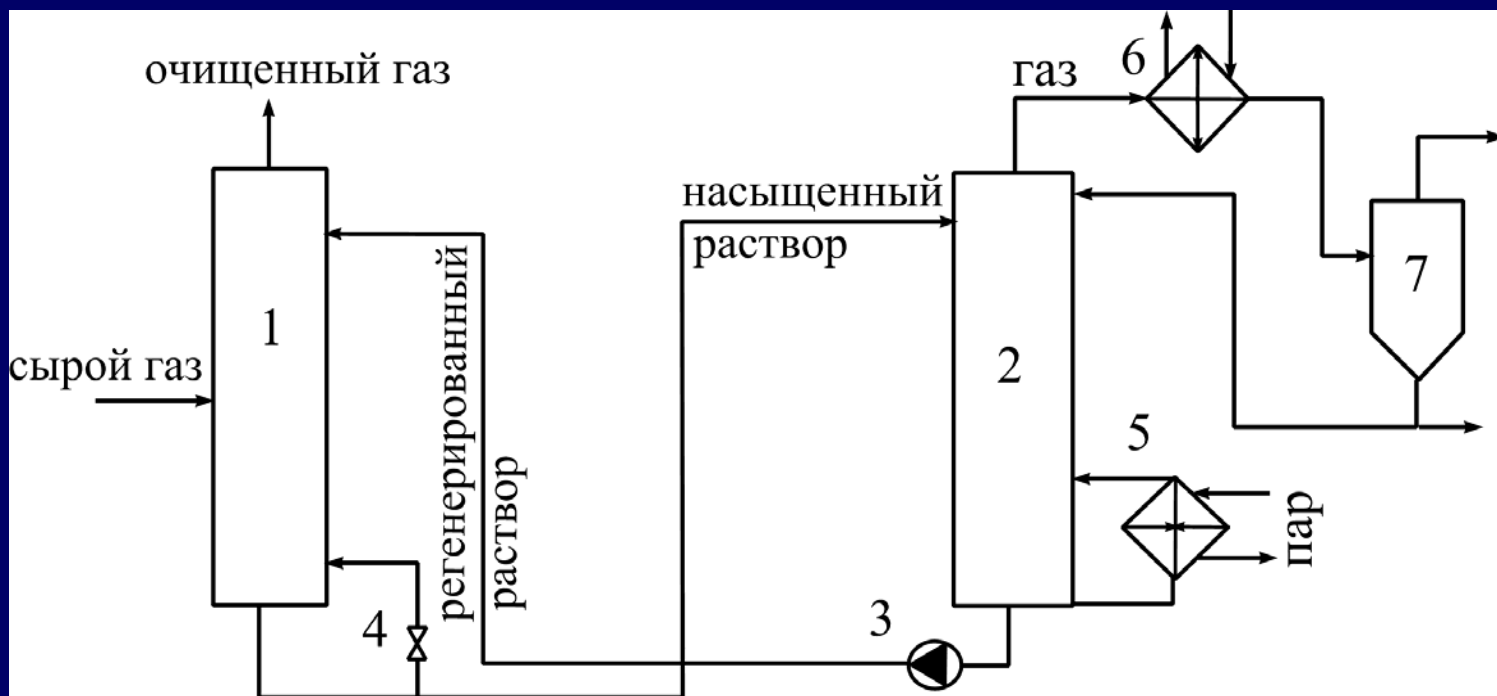
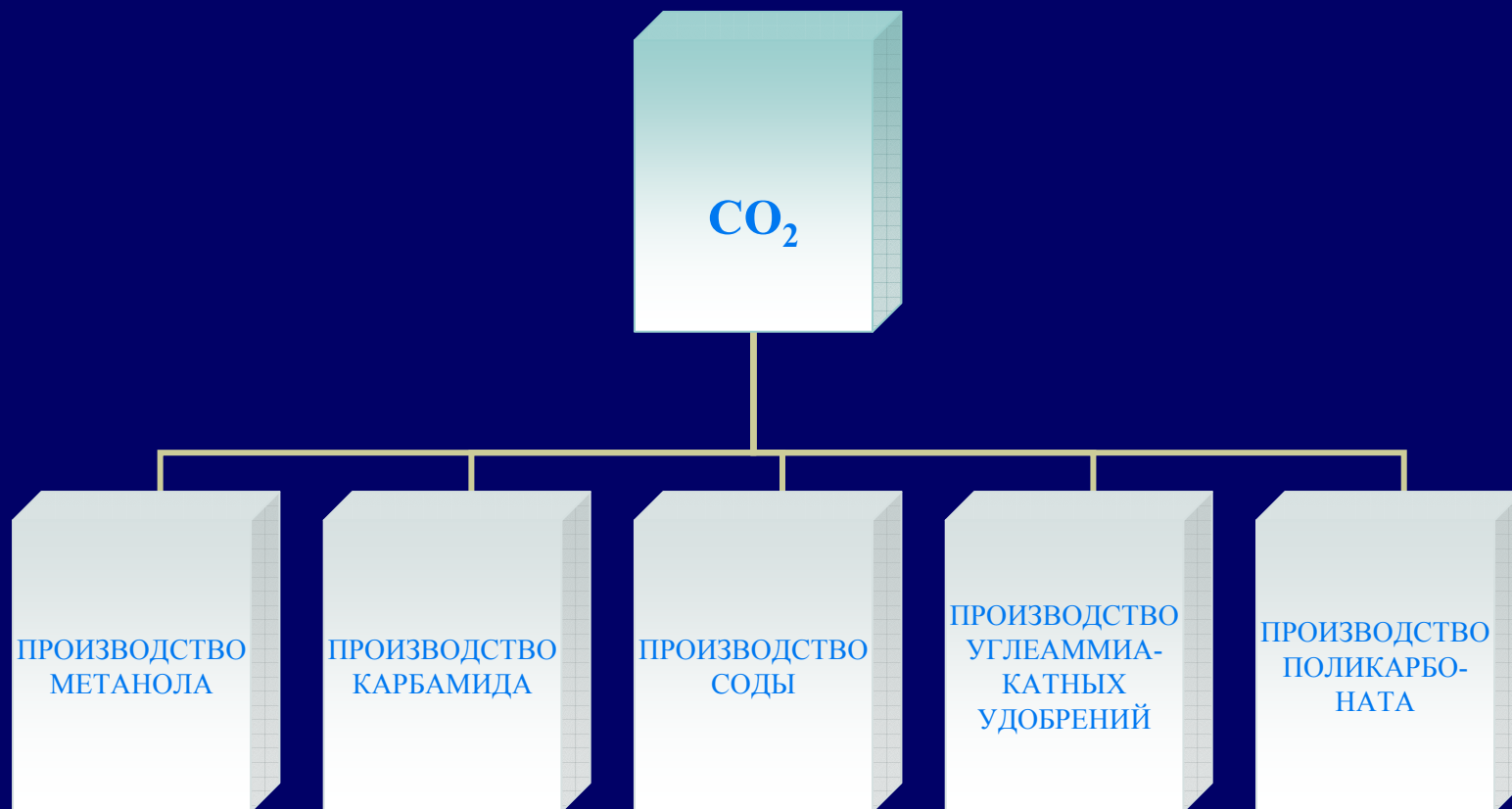


Рис 4. Схема процесса «Бенфилд»: 1 – абсорбер; 2 – регенератор; 3 – насос; 4 – дроссель; 5 – кипятильник; 6 – конденсатор; 7 - скруббер



IV. Оценка методов утилизации и захоронения CO₂

Методы утилизации CO₂





Разработка технологической схемы утилизации CO_2 в производстве метанола с использованием катализаторов – оксидов металлов

Тепловые и эксергетические КПД технологической схемы производства метанола из CO_2

Стадия	Тепловой КПД	Эксергетический КПД
Подготовительная –подогрев синтез газа	43%	85%
Первая – образование и выделение метанола	42%	25%
Вторая – образование и выделение метанола	93%	8%
Вся система	60%	40%

Рис. 5. Технологическая схема получения метанола в трехфазной системе на основе утилизации углекислого газа: К400/1, К400/2 – компрессоры; Н400/1, Н400/2 – насосы; Р400/1 – реактор кипящего слоя; Т400/1, Т400/2, Т400/3 – теплообменники; С400/1 – сепаратор; Кс400/1 – котел-утилизатор (кожухотрубчатый теплообменник)

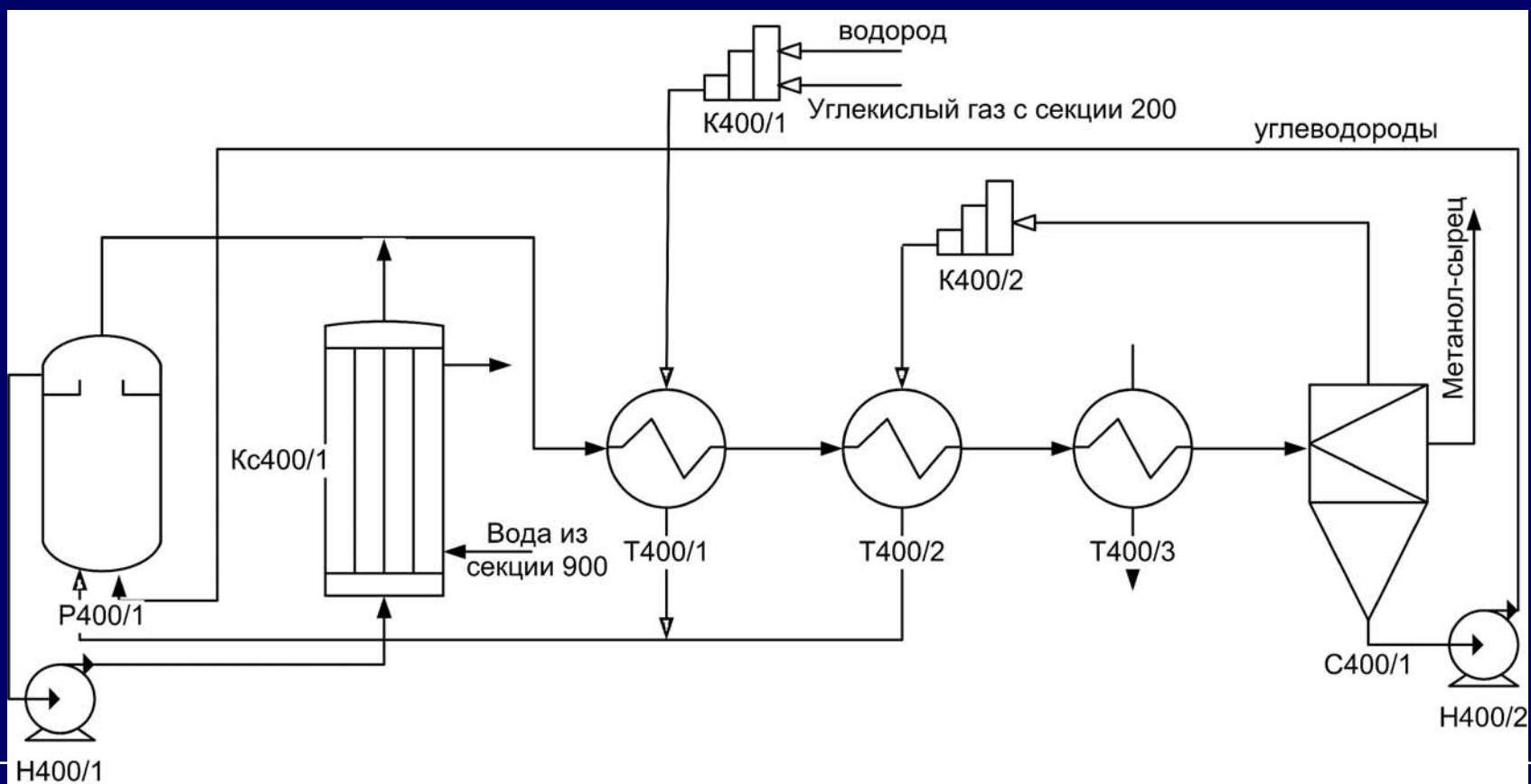
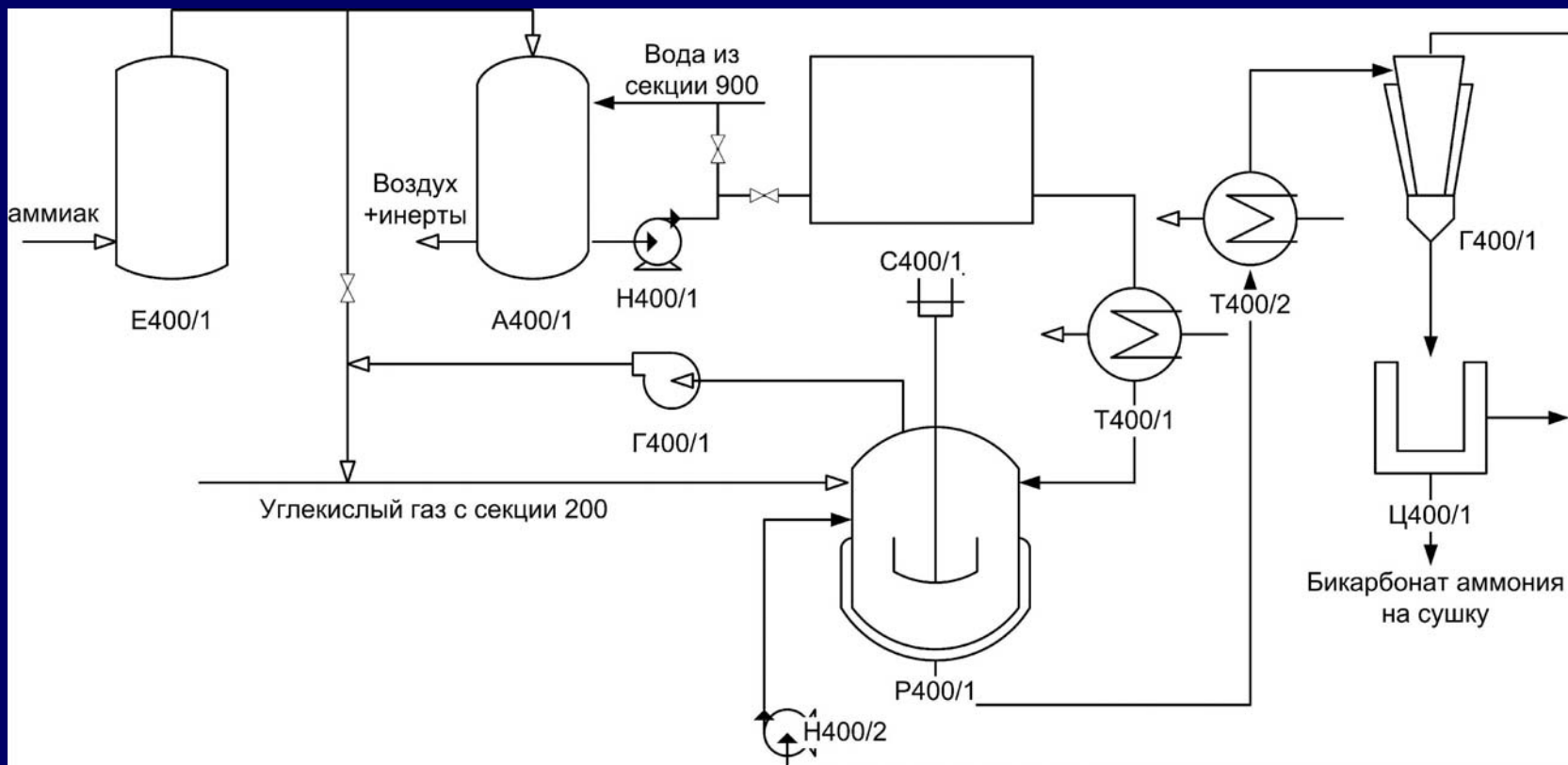


Рис. 6. Технологическая схема получения бикарбоната аммония на основе утилизации углекислого газа: Е400/1 – накопитель; А400/1 – вихревой абсорбер; С400/1 – сборник; Т400/1, Т400/2 – теплообменники; Р400/1 – реактор; Г400/1 – гидроциклон; Ц400/1 – центрифуга; Г400/1 – газодувка; Н400/1, Н400/2 – насосы



Оценка экономических затрат на реализацию способов утилизации и захоронения CO₂

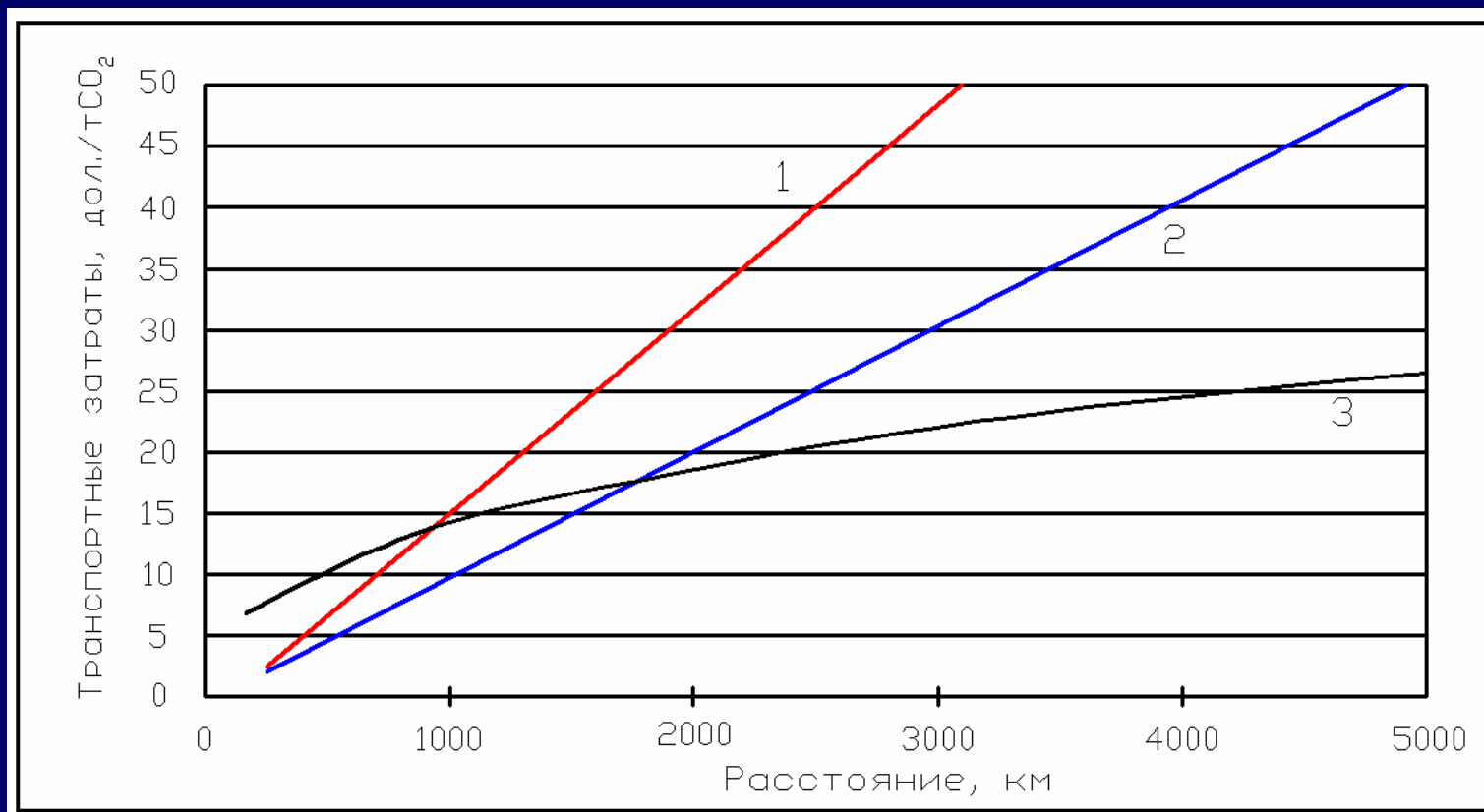
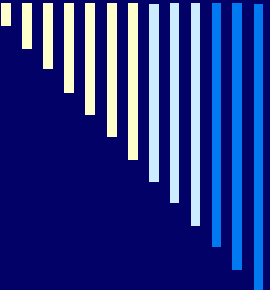


Рис. 11. Зависимость стоимости транспортировки от расстояния:
1- трубопровод в открытом море, 2- трубопровод на прибрежной территории,
3- затраты при использовании судна

- 
- **Геологическое хранение** - в нефтяных и газовых месторождениях стоимость приблизительно составляет от 0,5 до 8 \$ на тонну вводимого CO₂; дополнительно учитывается контроль затрат, который составляет 0,1-0,3 \$ за тонну CO₂;
 - **Захоронение в водоносные слои в открытом море** - стоимость прибрежного захоронения составляет 1-7 евро за тонну, в нейтральных водах - 3-13 евро за тонну CO₂;
 - **Преобразование в минералы** - стоимость влажного насыщения силикатов оливина приблизительно 50-100 \$ на тонну CO₂.



Захоронение углекислого газа в океан

Стоимость захоронения углекислого газа
на глубину более 3000 метров

Метод захоронения в океане	Стоимость (\$ / за тонну вводимого CO ₂)	
	100 км	500 км
Закрепленный трубопровод	6	31
Подвижное судно/ платформа (для 2000-2500 метров)	12-14	13-16

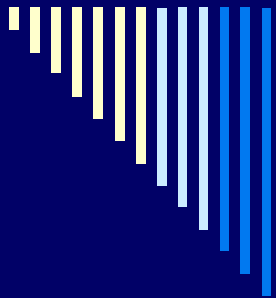
Характеристика процесса транспортировки углекислого газа на танкере LGR

Вместимость	22000 м ³
Расчетная температура	-55 °С
Расчетное давление	6 бар
Расстояние до места закачки	500 км
Скорость танкера	25 км/час
Время погрузки	10 часов
Время разгрузки	10 часов
Время в пути (туда-обратно)	3 дня
Количество углекислого газа	7300 тонн/день



Стоимость захоронения углекислого газа составляет менее 100 руб. за 1 тонну при выполнении следующих условий:

- транспортировка на расстояние не более 500 км;
 - захоронение в геологические формации на глубину не более 1500 м;
 - захоронение в океан на глубину не более 3000 м.
-



Спасибо за внимание!
