

**Инновационные
полигоны
газоперерабатывающе
й
отрасли НГХК
(Нефтегазохимический
комплекс)**

1. Основные физико-химические характеристики природного газа

Состав природных газов некоторых газовых и газоконденсатных месторождений

Месторождение	Содержание компонентов								Плотность, кг/м ³
	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₃ H ₈	∑C ₄ H ₁₀	∑C ₅ H ₁₂	N ₂	H ₂ S	CO ₂	
Уренгойское, Зап. Сибирь	97,88	0,82	-	-	-	1,09	-	0,21	0,724
Оренбургское, Оренбургская область	84,10	4,80	1,70	0,80	1,50	4,80	1,7	0,60	0,862
Вуктыльское, респ. Коми	84,50	7,40	2,00	0,60	0,30	5,10	-	0,10	0,838
Астраханское, Астраханская область	52,79	2,12	0,82	0,54	4,00	0,40	13,96*	25,37	-

*Газ содержит также (в мг/м³): COS, CS₂, меркаптаны.

Сжиженный природный газ

Сжиженный природный газ (LNG — liquefied natural gas) — природный газ, искусственно сжиженный, путем охлаждения до -160°C , для облегчения хранения и транспортировки.

Преимущества СПГ:

- Экологическая чистота;
- Удобство хранения, а также транспортировки и потребления энергоносителя;
- Возможность газификации объектов, удаленных от магистральных трубопроводов на большие расстояния;
- Возможность межконтинентальных перевозок СПГ специальными танкерами, а также перевозка железнодорожным и автомобильным видами транспорта в цистернах.

Основные физические характеристики сжиженного газа:

<i>Параметр</i>	<i>Значение</i>
<i>Температура кипения, °С</i>	<i>–162</i>
<i>Плотность, кг/м³</i>	<i>420</i>
<i>Молекулярная масса, г/моль</i>	<i>16,03</i>
<i>Низшая теплота сгорания (при 0°С и 101,325 кПа), МДж/м³</i>	<i>35,2</i>
<i>Пожаро-взрывоопасная концентрация газифицированного СПГ в воздухе (при 0°С и 101,325 кПа)</i>	<i>от 5 до 15 объемных процентов</i>
<i>Минимальная температура воспламенения газозоудушной смеси, °С</i>	<i>557</i>

Качественные характеристики СПГ

Природный газ, охлажденный после очистки от примесей до температуры конденсации ($-161,5\text{ }^{\circ}\text{C}$), превращается в жидкость, называемую сжиженным природным газом (СПГ). Объем газа при сжижении уменьшается в 600 раз, что является одним из основных преимуществ этой технологии.

Компонентный состав сжиженного природного газа

Показатель	Норма, %
Объемная доля метана	92 ± 6
Объемная доля этана	4 ± 3
Объемная доля пропана и более тяжелых углеводородов	$2,5\pm 2,5$
Объемная доля азота	$1,5\pm 1,5$
Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы	Не более 0,005

Классификация продукции газоперерабатывающих заводов

Продукция, вырабатываемая на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ) и газопромысловых установках (ГПУ), условно подразделяется на пять групп:

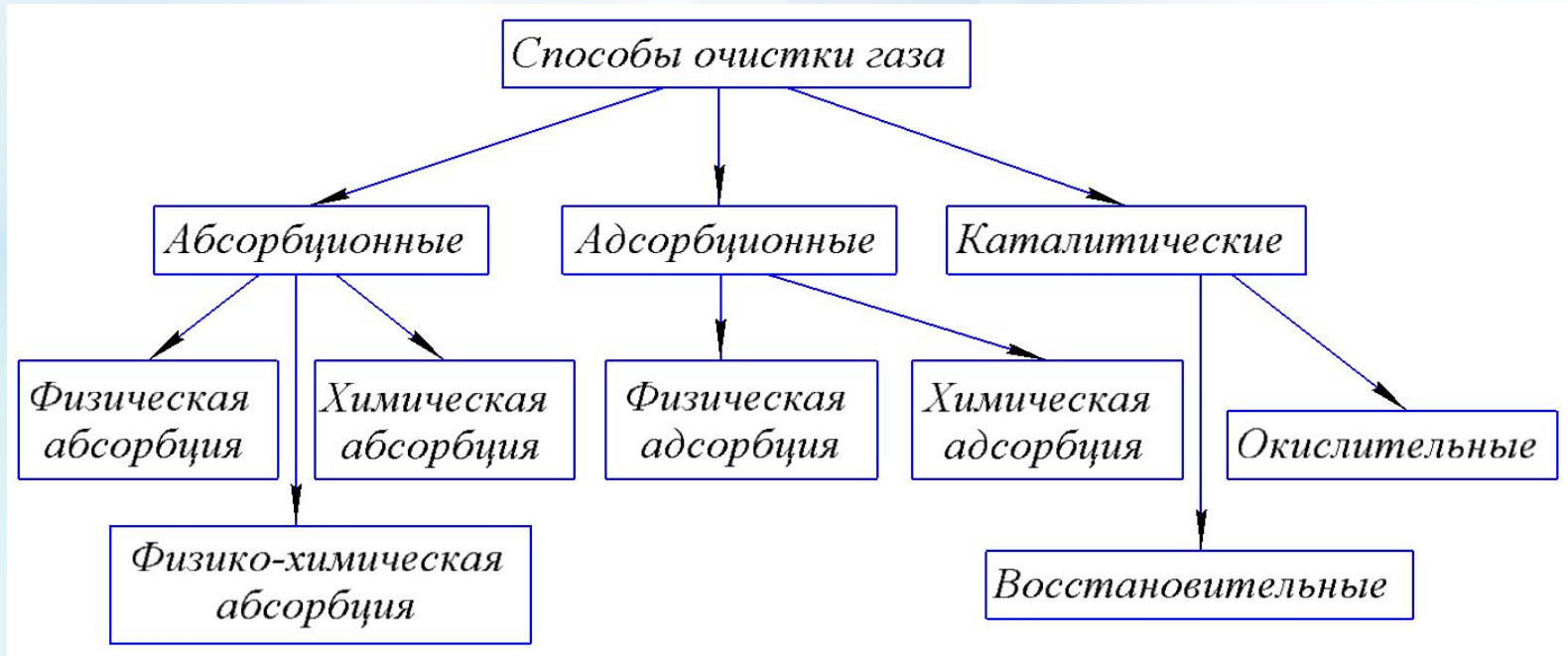
1. Газовые смеси, используемые в качестве топлива. Основной компонент – метан, также смеси содержат другие углеводороды, диоксид углерода, азот, сернистые соединения, суммарное содержание которых достигает нескольких процентов.
2. Газообразные технические чистые углеводороды (этан, пропан, бутаны) и гелий.
3. Углеводороды, относящиеся ко второй группе, но в сжиженном виде.
4. Газовый конденсат и продукты его переработки.
5. Твердые продукты переработки природного газа – технический углерод и газовая сера.

Очистка газа от кислых компонентов

Кислые компоненты, входящие в состав газа:

- Диоксид углерода;
- Сернистые соединения (сероводород, меркаптаны, серооксид углерода, сероуглерод и сульфиды)

Классификация процессов очистки газов от кислых компонентов



Технология осушки газов

Осушка газа может осуществляться абсорбционными и адсорбционными способами, а также комбинированием этих способов в одной установке.

Основные преимущества абсорбционных и адсорбционных процессов осушки газа

<i>Абсорбция</i>	<i>Адсорбция</i>
<ol style="list-style-type: none"><i>1. Стабильное качество осушки газа</i><i>2. Непрерывность процесса</i><i>3. Высокая технологическая гибкость</i><i>4. Низкие потери давления газа</i>	<ol style="list-style-type: none"><i>1. Отсутствие жидкостных потоков и трубопроводов</i><i>2. Малая доля ручного труда и высокая степень автоматизации</i>

Абсорбционная осушка

Основные показатели технологического режима:

- Температура от 10 до 40–70 °С;
- Давление до 10–14 Мпа;
- Кратность циркуляции абсорбента 10 –100 л на 1000 м³ газа (от 10 до 35 л на 1 кг извлекаемой влаги);
- Концентрация регенерированного абсорбента 98,0–99,9 %;
- Процесс десорбции протекает при повышенной температуре (до 160–200 ° С) и практически под атмосферным давлением.

Эффективность осушки газа зависит от:

- природы абсорбента;
- концентрации абсорбента на входе в абсорбер;
- кратности циркуляции абсорбента;
- термодинамических параметров абсорбции;
- наличия примесей и жидких углеводородов в осушаемом газе.

Адсорбционная осушка

Основные параметры технологического режима:

- Температура – 30-40 С;
- Давление – 5-6 Мпа;
- Температура в печи – 300-400 С;
- Скорость подачи газа – 0,15-0,30 м/с

Применяемые адсорбенты:

- *Силикагель.* Адсорбционная активность зависит от размера пор: чем меньше размер пор, тем выше адсорбционная активность. Но мелкопористые силикагели дороже и быстрее разрушаются в присутствии капельной влаги.
- *Цеолиты.* Цеолиты обладают высокой адсорбционной активностью и избирательностью. Адсорбционная активность цеолита в отличие от оксида алюминия и силикагеля не зависит от влажности газа.
- *Оксид алюминия.* Самый дешевый из перечисленных адсорбентов, устойчив по отношению к капельной влаге. Основной недостаток адсорбента – невысокая адсорбционная емкость

2. РАЗДЕЛЕНИЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Отбензинивание газа — извлечение из углеводородных газов этана, пропана, бутана и компонентов газового бензина (C_5H_{12} + высш).

Продуктами установок отбензинивания могут быть:

- отбензиненный или сухой газ (метан или метан + этан);
- топливный газ (метан + этан + пропан) и газовый бензин (фракция углеводородов C_3+);
- деметанизированный нестабильный газовый конденсат (фракция углеводородов C_2+).

Классификация методов отбензинивания газов:

- низкотемпературная сепарация тяжелых углеводородных компонентов (НТС);
- низкотемпературная конденсация тяжелых углеводородных компонентов (НТК);
- абсорбционное отбензинивание газов, включая низкотемпературную абсорбцию (НТА);
- адсорбционное отбензинивание газов.

3. ХИМИЧЕСКАЯ ПЕРЕРАБОТКА ПРИРОДНОГО ГАЗА

К процессам химической переработки газа относятся следующие процессы:

- Производство низших олефинов;
- Производство ацетилена;
- Производство технического углерода (сажи);
- Производство синтез-газа и продуктов на его основе (альдегиды, спирты, синтетические жидкие топлива).

3.1 Производство технического углерода

Сырьем для производства технического углерода являются:

- жидкие нефтепродукты;
- природные и нефтяные газы;
- газовые конденсаты.

Химизм процесса:

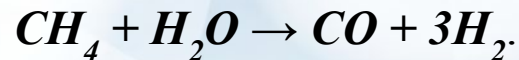
Процесс получения технического углерода (термическое разложение углеводородов с образованием углерода, находящегося в виде твердой фазы) описывается следующим уравнением:



3.2 Производство синтетических жидких топлив из природного газа

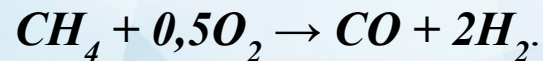
- *Подготовка природного газа* включает в себя технологии сепарации, сероочистки, осушки, отбензинивания и др.
- *Конверсия природного газа в синтез-газ.*

Методом паровой конверсии:



Проводится в трубчатых реакторах, заполненных катализатором, с подводом тепла от горелок. Давление 1,0 МПа, температура – 750–850 °С. катализатор ГИАП-18 и ГИАП-3-6Н.

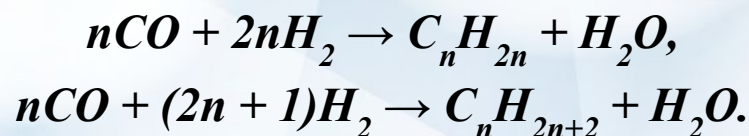
Методом парциального окисления:



Парциальное окисление (ПО) основано на неполном окислении метана с использованием кислорода при отсутствии или очень малом количестве водяного пара. Процесс некаталитический, не требует специального подвода тепла.

Производство синтетических жидких топлив из природного газа

- **Очистка синтез-газа от диоксида углерода.** Технология этого процесса аналогична технологии очистки от кислых компонентов природного газа.
- **Синтез Фишера-Тропша** представляет собой совокупность превращений, протекающих на поверхности гетерогенного катализатора. Основными являются реакции гидрополимеризации CO с образованием парафинов и олефинов:

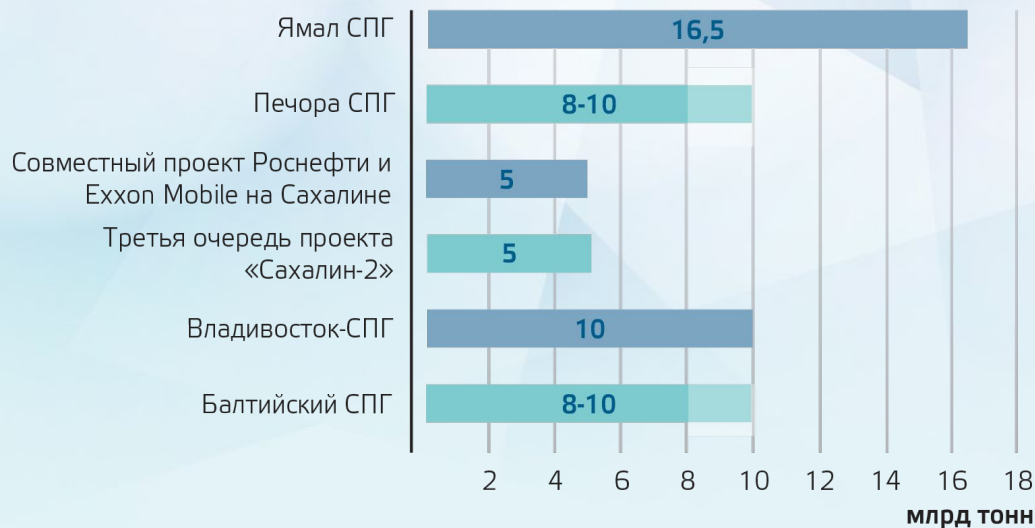


- **Фракционирование жидких продуктов Фишера-Тропша, восстановление олефинов и кислородсодержащих соединений из фракции $\text{C}_3\text{--C}_{18}$, гидрооблагораживание фракции C_{18}^+ .** Широкую углеводородную фракцию, выходящую со стадии синтеза по Фишеру-Тропшу, разделяют ректификацией на более узкие фракции $\text{C}_3\text{--C}_{18}$ и C_{18}^+ . Фракцию $\text{C}_3\text{--C}_{18}$ подвергают гидрооблагораживанию, а фракцию C_{18}^+ – восстановлению олефинов и кислородсодержащих соединений.
- **Фракционирование продуктов с получением товарных моторных топлив.** Фракции $\text{C}_3\text{--C}_{18}$ и C_{18}^+ после гидрогенизационного облагораживания объединяют и подвергают ректификационному разделению с получением пропан-бутановой, бензиновой и дизельной фракций.

Российские проекты СПГ

Доля России на мировом рынке СПГ сегодня не превышает 5%, так как на данный момент в России только 2 действующих СПГ-завода – «Сахалин-2» и «Ямал СПГ». К концу 2020 года запланирован запуск еще 4 проектов по сжижению. Благодаря этому, объем производства СПГ должен достигнуть уровня в более чем 50 миллионов тонн ежегодно, а доля России на мировом рынке увеличится до 10%.

Проектные объемы производства



СПГ 2017 конгресс РОССИЯ

Срок ввода в эксплуатацию:

конец 2016 – начало 2017 г.

2018-2019 гг.

2018 г.

2018 г.

2019-2020 гг.

2020 г.

Проект «Сахалин-2»

Описание проекта. «Сахалин 2» - первый в России завод по производству СПГ в 2009 г. был построен на Дальнем Востоке — на юге о. Сахалин. Завод включает две технологические линии производительностью по 4,8 млн т в год и причал для отгрузки СПГ на морские суда.

Ресурсная база проекта:

- Пильтун-Астохского (главным образом нефтяного месторождения с попутным газом);
- Лунского (преимущественно газового месторождения с попутным газовым конденсатом). Общие запасы составляют 182,4 млн т нефти и 633,6 млрд м³ газа.

Оператор проекта: компания «Сахалин Энерджи».

Акционеры проекта: Газпром, Shell, Mitsui, Mitsubishi, Компании Японии, США и Республики Корея уже раскупили большую часть газа проекта на 25 лет вперед.

Платформа «Лунская-А». Первая в России морская газодобывающая платформа.

На платформе ЛУН-А добываются основные объемы газа проекта.



Проект «Ямал СПГ»

Описание проекта. В рамках проекта «Ямал СПГ» осуществляется строительство завода по производству СПГ мощностью 16,5 млн т в год, включающего три технологические линии. Кроме самого завода планируется строительство морского порта и аэропорта.

Ресурсная база проекта - Южно-Тамбейское газоконденсатного месторождение, расположенного на северо-востоке полуострова Ямал. Это месторождение содержит 522 млрд куб. м доказанных запасов природного газа и 15 млн т доказанных запасов жидких углеводородов.

Оператор проекта: ОАО «Ямал СПГ»

Акционеры проекта: НОВАТЭК, Total, Китайская национальная нефтегазовая корпорация (CNPC), Фонд Шелкового пути. Начало производства СПГ на Ямале запланировано с 2017 г.



ZAVODFOTO.RU / ZAVODFOTO.livejournal.com

*Первая партия сжиженного газа «Ямал СПГ»
была произведена 9 декабря 2017 года.*

Балтийский СПГ

Описание проекта: «Балтийский СПГ» – завод по производству сжиженного природного газа. Будет построен в Ленинградской области в районе морского порта Усть-Луга. Мощность СПГ-завода с двумя технологическими линиями составит 10 млн тонн в год с возможностью расширения до 15 млн тонн в год. Этот проект нацелен на европейские рынки, а также страны Латинской Америки. Кроме того, планируется использование продукции завода для газоснабжения Калининградской области.

Ресурсная база проекта — месторождения Ямала и Надым-Пур-Тазовского региона.

Проект реализуют дочерние компании Газпрома и Shell – "Газпром СПГ Санкт-Петербург" и Shell Gas & Power Developments B.V.

Срок планируемого запуска многократно менялся, по последним планам завод заработает в 2020 году.

Порт Усть-Луга

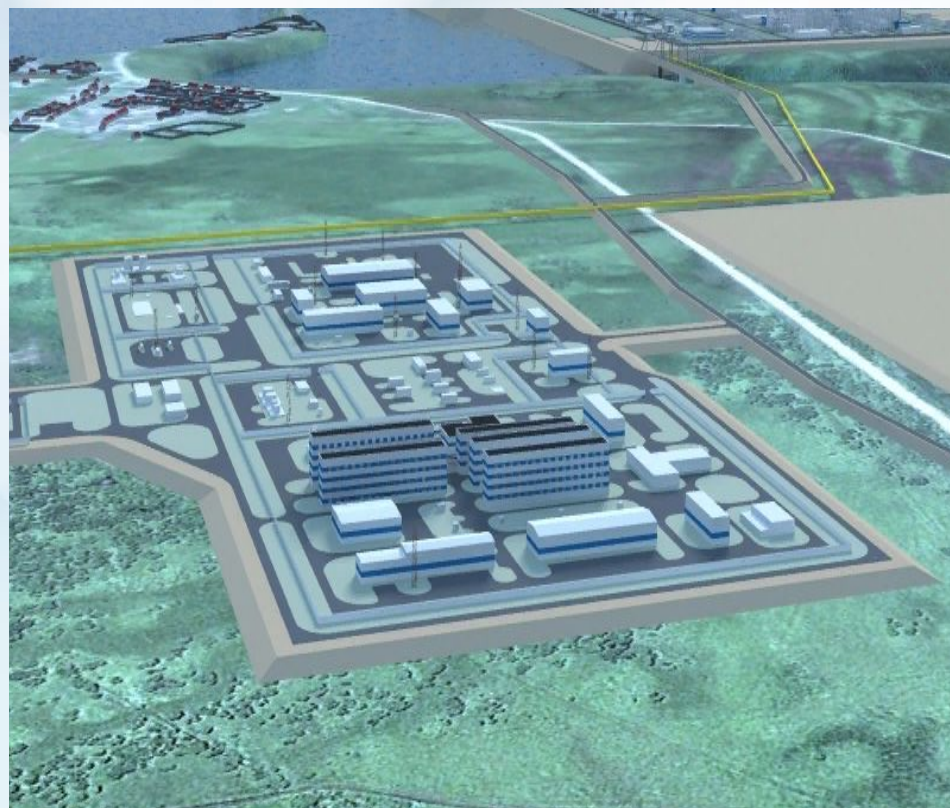


«Владивосток СПГ»

Описание проекта. Проект предполагает строительство в районе г. Владивостока (на полуострове Ломоносова) завода по производству СПГ, состоящего из 3-х технологических линий мощностью 5 млн т/год СПГ каждая. Первая линия будет введена в 2018 г. Потенциальный рынок сбыта — страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

Ресурсной базой для завода станет газ Сахалинского, Якутского и Иркутского центров газодобычи - месторождения Киринское (162 млрд кубометров) и Южно-Киринское (711 млрд кубометров).

Оператор проекта - ООО «Газпром СПГ Владивосток» — дочернее общество ОАО «Газпром».



3D-модель проекта
«Владивосток-СПГ»

Проект «Печора СПГ»

Описание проекта. Проект "Печора СПГ" предусматривает строительство завода по производству сжиженного природного газа (СПГ) в Ненецком автономном округе. Предполагаемый объем производства предприятия - 2,6-8 млн тонн СПГ в год. Проект также предполагает создание газотранспортной инфраструктуры, строительство установки комплексной подготовки газа (УКПГ) и отгрузочного морского терминала.

В состав УКПГ входят:

- блок предварительной очистки (сепарации);
- технологические установки очистки, осушки и охлаждения газа;
- дожимные компрессорные станции;
- вспомогательные системы производственного назначения

Ресурсная база проекта - два месторождения Ненецкого автономного округа (НАО): Кумжинское и Коровинское, совокупные запасы которых составляют 145 млрд куб. м газа и 3,9 млн тонн конденсата.

Проект реализуют : ПАО «НК «Роснефть» и группа «АЛЛТЕК».