

Тема 4. Транспортировка минерального энергетического сырья

Раздел 4.1. Транспортировка нефти и
нефтепродуктов

Раздел 4.2. Транспортировка газа

Раздел 4.3. Транспортировка угля

Актуальность проблемы транспорта энергетического сырья

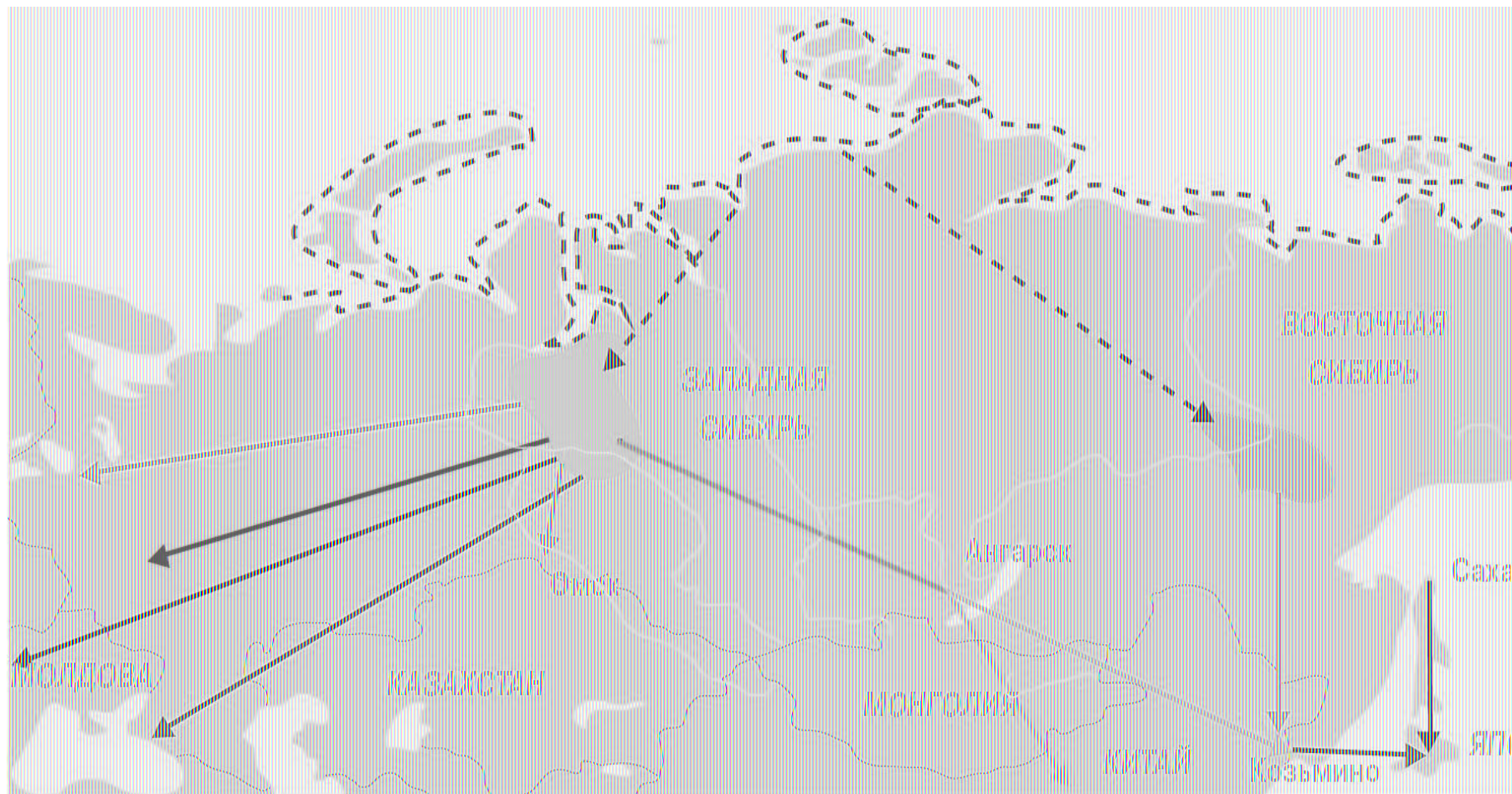
- Характерная для России большая неравномерность распределения энергетических ресурсов по территории и их удаленность от основных центров энергопотребления (отечественных и зарубежных) делают транспорт энергоресурсов и электрической энергии ответственным звеном в технологической цепи ТЭК. По мере глобализации экономики и развития глобальных систем энергетики транспортные затраты будут занимать всё большую долю в стоимости энергии у потребителей и, соответственно, будут возрастать требования к оптимизации ТИ.
- Обеспечение энергетической безопасности, в том числе за счёт формирования прозрачных, эффективных и конкурентных внутренних и мировых энергетических рынков, требует создания надежной и развитой транспортной инфраструктуры (ТИ).
- Реализации конкурентного потенциала России в сфере транспорта и оказания транспортных услуг при реализации совместных проектов по добыче и экспорту углеводородов в рамках ЕврАзЭС, а также с другими странами.
- Развитие транспортной системы страны - один из основных источников экономического роста, поскольку при этом получают импульс для развития многие обрабатывающие отрасли, связанные с развитием транспорта.

Транспортная инфраструктура России

(По состоянию на 2009г.)

- Железные дороги – 86 тыс. км. (из них 43тыс.км. электрифициц.)
- Автомоб. дороги – 776 тыс. км.
- Судоходных водн. путей – 102 тыс.км.
- Трубопроводы – 65 тыс. км. с пропускной способностью 303 млн т в год.

Транспортировка нефти и нефтепродуктов



- | | | | | |
|---|--------------------------------|---|--|---|
| — | Зап. Сибирь—Центр — 2500 км | — | Зап. Сибирь—Новороссийск, Туапсе — 4000 км | — |
| — | Зап. Сибирь—Ангарск | — | Ангарск—Находка | — |
| — | Зап. Сибирь—Приморск — 3500 км | — | Зап. Сибирь—«Дружба» — десятки тысяч км | — |
| — | Зап. Сибирь—Омск | — | Ангарск—Китай | — |

Характеристики трубопроводов

Классификационный признак	Тип, параметры
Назначение	<ul style="list-style-type: none">- магистральные;- внутренние;- местные;- технологические.
По типу укладки	<ul style="list-style-type: none">- подземные;- наземные;- надземные;- подвесные;- подводные.
Гидравлическая схема	<ul style="list-style-type: none">- простые, то есть не имеющие ответвлений;- сложные, имеющие ответвления или переменный по длине расход, или вставку другого диаметра, или параллельный участок;- кольцевые.
Характер заполнения сечения	<ul style="list-style-type: none">- трубопроводы с полным заполнением сечения трубы жидкостью;- трубопроводы с неполным заполнением сечения.
Рабочее давление	Класс I – 2,5÷10 МПа; Класс II – 1,2÷2,5 МПа.
Условный диаметр трубопровода Ду (мм):	Класс I - при $1000 \leq \text{Ду} \leq 1200$; Класс II – при $500 \leq \text{Ду} \leq 1000$; Класс III – при $300 \leq \text{Ду} \leq 500$; Класс IV – при $\text{Ду} \leq 300$.

Основные направления совершенствования ТПС

1. Точный учёт транспортируемого продукта
2. Локальный контроль и регулирование параметров
3. Диагностика трубопроводов и оборудования
4. Дистанционный контроль и измерения
5. Автоматизация диспетчерского управления и др.

(В идеале – распространение на ТПС идеологии Smart Greed, т.е. создание Smart Pipeline)

Факторы, благоприятствующие развитию нефтепроводного транспорта России

1. Ожидаемый рост поставки российской нефти на европейский рынок и стабилизация потребления нефти в России
2. Медленный, но стабильный рост добычи нефти (2007г. – 491,5 млн.т; 2012г. – 518 млн.т)
3. Жесткая связь интенсивности освоения нефтяных месторождений на Востоке страны с развитием транспортной инфраструктуры
4. Дефицит сырой нефти (сотни млн.т) в странах АТР
5. Увеличение спроса на транспортные услуги ТПС России со стороны нефтегазодобывающих стран ближнего зарубежья (Казахстан, Туркмения)

Основные нефтепроводы России

(В 2010г. их 20, мощн. 303 млн.т в год; к 2029г. увеличение на 40%)



Западное направление



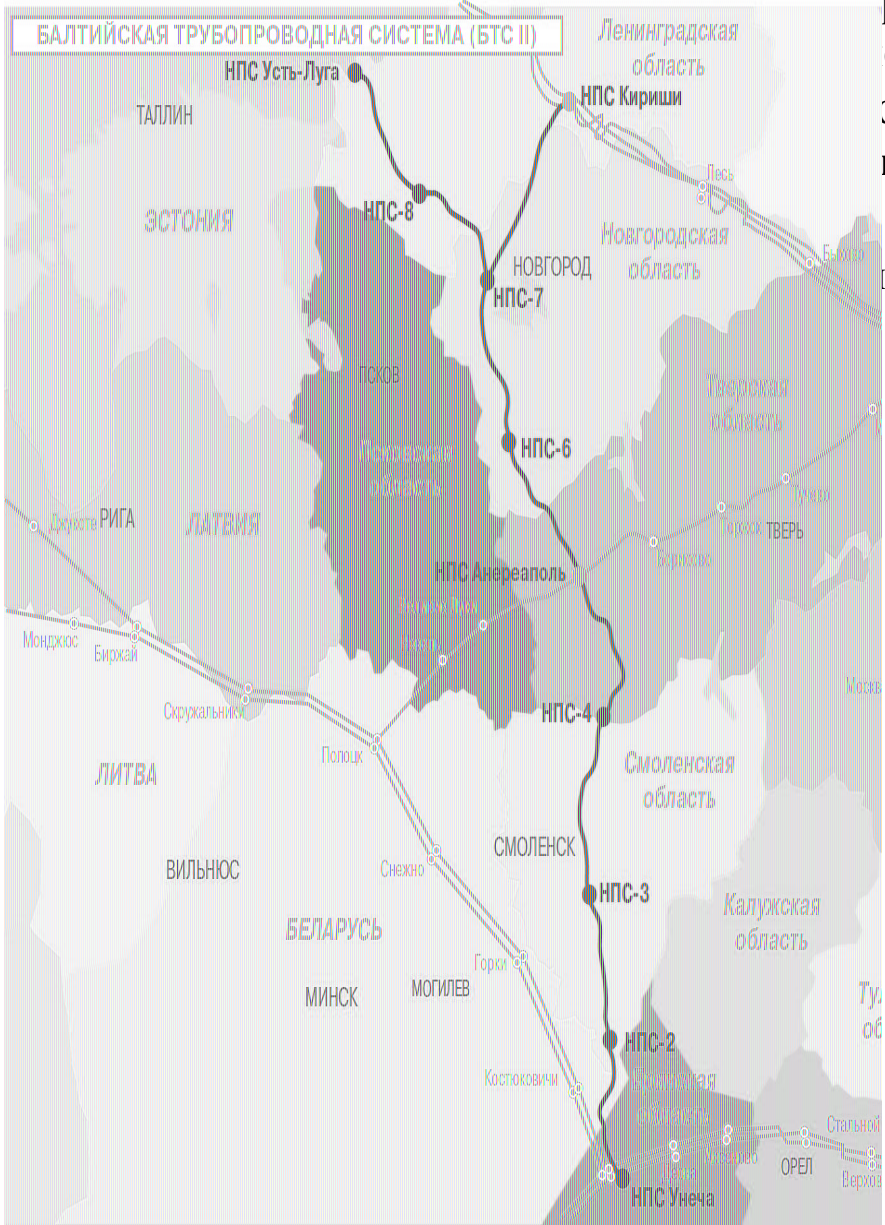
- В 60-е г. построен нефтепровод **«Дружба»** по трассе Унеча (РСФСР) – Мозырь (Белоруссия) – Броды (Украина) – Ужгород (Украина) – Чехословакия – Венгрия. Длина нефтепровода 8900 км, пропускная способность 66,5 млн.т нефти в год, прокачку обеспечивают 46 магистральных (головных) насосных станций и 38 промежуточных.

- В 2006г. выведена на проектную мощность (74 млн.т/год) **Балтийская нефтепроводная система (БТС-1)**, связавшая месторождения нефти Тимано-Печерского, Западно-Сибирского и Урало-Поволжского районов с **портом Приморск** в Финском заливе. Его терминалы позволяют одновременно загружать 4 танкера водоизмещением по 100 и более тыс. т.

- оказание транспортных услуг Казахстану (до 10 млн т казахстанской нефти будут экспортироваться с помощью российской транспортной системы).

В 2011г. пущен в эксплуатацию крупнейший в Европе **нефтеналивной терминал в порту Усть-Луга (Балтика)** - конечной точке трубопроводной системы **БТС-2**. БТС-2 новый порт будет отправлять на экспорт около 80% нефти в северо-западном направлении.

Для замыкания экспортной нефтетранспортной системы Россия наращивает нефтеналивной флот. Пока за счёт покупки танкеров за рубежом (Ю. Корея, Япония и др.).



Основное назначение БТС-2:

- диверсификация нефтетранспортных потоков для спортивной системы Россия наращивает ослабления зависимости России от стран-танкеров за рубежом (Ю. Корея, Япония и др.). транзитёров - Польши, стран Балтии, Украины, Беларуси. (Например, транзит нефти через Эстонию и Латвию сократился более чем на 30%);
- увеличение загрузки новых нефтяных терминалов;
- оказание транспортных услуг Казахстану (до 10 млн.т казахстанской нефти будут экспортироваться с помощью российской транспортной системы).

В 2011г. пущен в эксплуатацию крупнейший в Европе **нефтеналивной терминал в порту Усть-Луга (Балтика)** - конечной точке трубопроводной системы **БТС-2**. БТС-2 новый порт будет отправлять на экспорт около 80% нефти в северо-западном направлении.

Для замыкания экспортной нефтетранспортной системы Россия наращивает нефтеналивной флот. Пока за счёт покупки танкеров за рубежом (Ю. Корея, Япония и др.).

Основные подходы к развитию системы транспортировки углеводородного сырья на Европейском Севере России :

- а) увеличение объёмов морской танкерной перевозки нефти – строительство новых и увеличение мощности существующих терминалов, наращивание мощности танкерного флота,
- б) транспортировка нефти по трубопроводной системе – строительство новых морских и наземных трубопроводов,
- в) доставка нефти к морским терминалам и российским потребителям по железной дороге.

Северное направление



Развитие нефтетранспортной структуры в северном направлении опирается на **порты Мурманска и Архангельска**, а также морские **отгрузочные терминалы в Индигской и Чёшской губе** и на западном берегу **Кольского залива**. Это направление – кратчайший путь к США и многим другим покупателям нашей нефти и нефтепродуктов.

Мурманский транспортный узел

- На территории Мурманской обл. отгрузку нефти и нефтепродуктов осуществляют 2 порта – **Мурманск и Витино**. (Расположен на западном берегу [Кандалакшского залива](#) (Расположен на западном берегу Кандалакшского залива [Белого моря](#))).
- На акватории Кольского залива расположены несколько перевалочных комплексов:
 - рейдовый перевалочный комплекс ОАО «Мурманское морское пароходство»;
 - рейдовый перевалочный комплекс, представляющий собой крупнейший в России танкер «Белокаменка», дедвейтом 360 тыс. тонн;
 - танкер-накопитель ООО "Коммандит Сервис".
- В рамках ФЦП "Развитие транспортной системы России (2010-2015 гг.)» реализуется программа "Комплексное развитие Мурманского транспортного узла (МТУ)". Основной её целью является создание действующего круглогодично глубоководного морского хаба (перегрузочного транспортного узла). Согласно прогноза, при коммерческом использовании Северного морского пути основную часть грузопотоков, следующих через МТУ, будут составлять нефть и нефтепродукты. На восточном и западном берегах МТУ к 2020 г. основную часть грузопотока составят уголь (до 33 млн т в год) и нефтепродукты в цистернах (до 9 млн т).
- Все более актуальной задачей становится укрепление железнодорожных подходов к портам Северо-Запада.
- ***Реализация программы развития МТУ – не только выход на мировые рынки нефти и нефтепродуктов, но и освоение богатств арктического шельфа и развитие коммерческого судоходства по Северному морскому пути.***

Продолжение

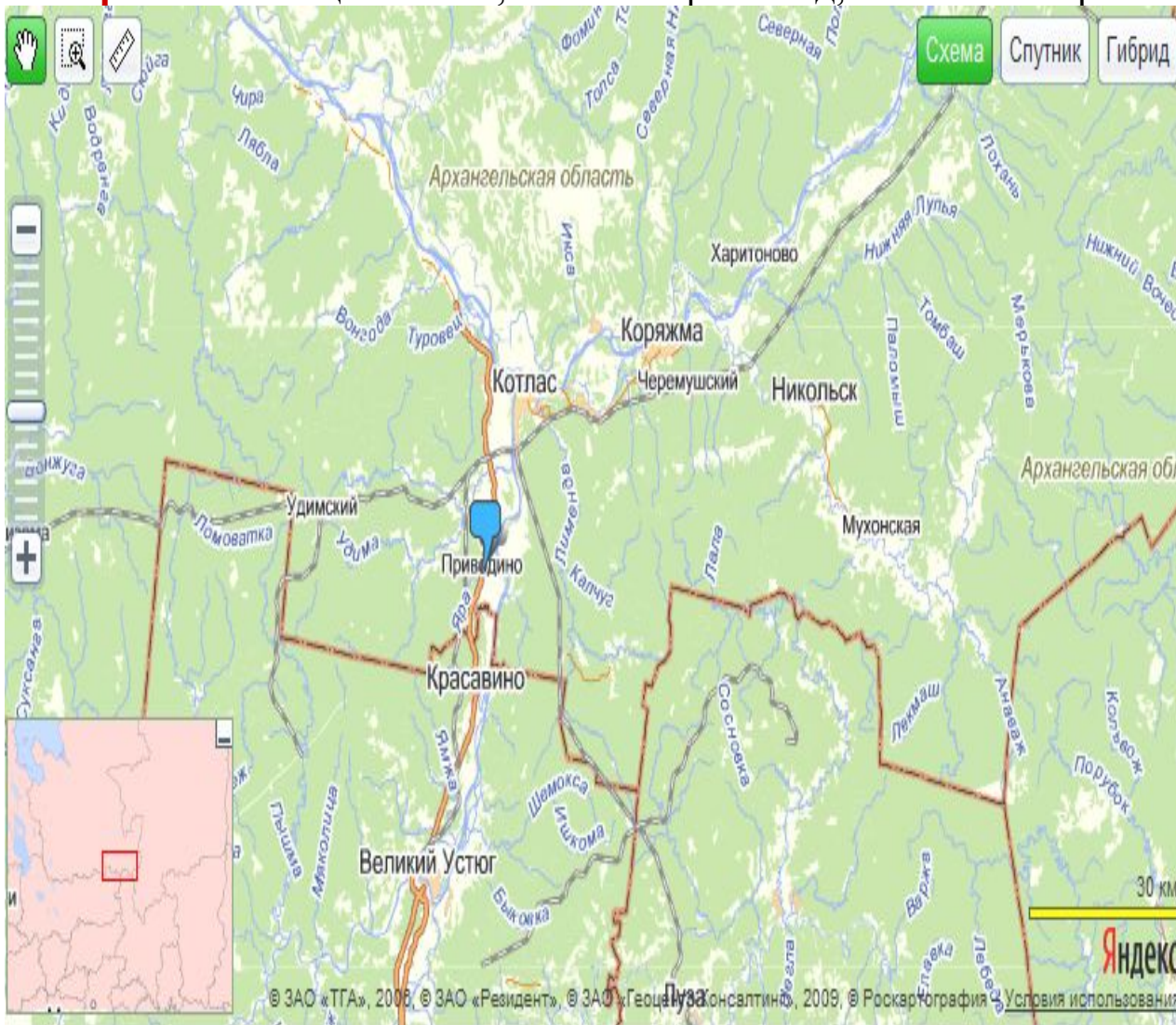


- На западном берегу Кольского залива запланировано строительство в два этапа **рейдового перевалочного комплекса «Лавна»** (первая очередь мощностью примерно 10 млн.т сдана в эксплуатацию). Грузооборот нефтепорта запланирован в объёме примерно 35 млн.т. нефти к 2015г.; из них 25 млн. т с месторождений на арктическом шельфе и 10 млн. т нефти и газового конденсата, поставляемых по железной дороге. Комплекс «Лавна» входит в систему Мурманского транспортного узла.



на железнодорожный нефтеналивной комплексе Приводино, где она перегружается в железнодорожные цистерны и транспортируется до **Архангельского нефтеналивного терминала** мощностью 4,5 млн.т нефти в год, а затем танкерами отправляется в Северную

В 2006г. завершена реконструкция железнодорожной станции **Приводино**. Нефть из Тимано-Печерской нефтегазовой провинции по трубопроводам АК «Транснефть» поступает на железнодорожный нефтеналивной комплекс Приводино, где она перегружается в железнодорожные цистерны и транспортируется до **Архангельского нефтеналивного терминала** мощностью 4,5 млн.т нефти в год, а затем танкерами отправляется в Северную Европу и Америку.





- Из-за мелководья в акватории Архангельского порта, в Баренцевом море на расстоянии 2 км от берега сооружен нефтеналивной терминал **«Варандейский»** мощностью 12 млн т нефти в год. Нефть транспортируется с терминала до стационарного плавучего нефтехранилища **Белокаменка**, расположенного в одной из бухт незамерзающего Кольского залива. Из Белокаменки нефть поставляется на экспорт в страны Европы и США танкерами дедвейтом 150 тыс. тонн.

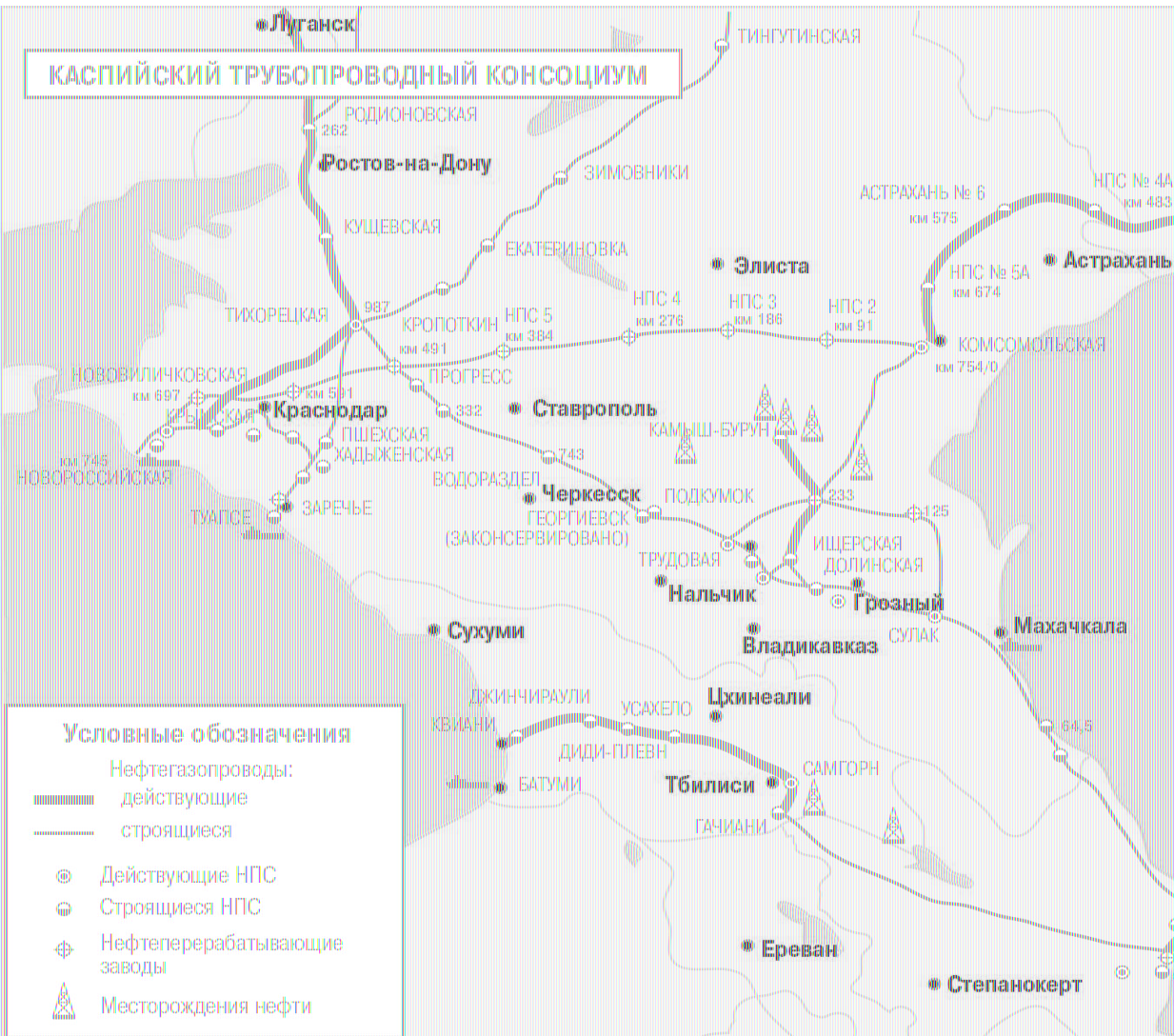


Нефтепровод «Пурпе - Саяногорск»



- В 2010г. начато строительство нефтепровода **«Пурпе – Саяногорск»** для транспортировки нефти с месторождений севера Красноярского края и Ямало-Ненецкого автономного округа на нефтеперерабатывающие заводы России и на мировые рынки. Длина нефтепровода 429 км, пропускная способность 25 млн. т. Нефтепровод станет связующим звеном между западной и восточной составляющими российской трубопроводной системы. Нефтяники смогут по кратчайшему пути поставлять нефть с месторождений Западной и Восточной Сибири в нефтепровод **Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО)**.

Южное и юго-западное направления



Все действующие и строящиеся экспортные нефтепроводы Черноморско-Каспийского региона сегодня замыкаются на Турецкие проливы Босфор и Дарданеллы. Ежедневно через них проходят более 150 судов и провозится около 400 тыс. т нефти.

Добыча нефти в регионах Урала и Каспийского моря возрастает такими темпами, что до 2015г. удвоится объем сырой нефти, перевозимой через турецкие проливы.

Выход один – соорудить обходные пути.

Существуют около 15 вариантов обхода проливов.



Существуют около 15 вариантов обхода проливов.

Нефтепровод Бургас - Александруполис



Самым перспективным из них является трубопровод от Бургаса к Александруполису на Эгейском побережье Греции. в 2007г. подписано межгосударственное соглашение о строительстве этого нефтепровода и началось финансирование проектных работ. Однако в январе 2012г. Болгария неожиданно для партнёров (России и Греции) заявила о выходе из трёхстороннего консорциума. Эксперты уверены в том, что этот шаг Болгарского правительства продиктован политическими мотивами – давлением извне.

Нефтепровод Самсун-Джейхан



На конец 2012 – начало 2013гг запланирован пуск в эксплуатацию нефтепровода от турецкого черноморского города **Самсун** к ее нефтяному терминалу и узловому пункту **Джейхан** на побережье Средиземного моря. Длина нефтепровода 555 км, диаметр трубы 1072-1220 мм, пропускная способность 1,5 млн. барр. в сутки, стоимость примерно 2 млрд. долл. Этот трубопровод, целиком проходящий по территории Турции, почти на 50 % разгрузит транспортные потоки, идущие через проливы. Естественно, что российские политики и нефтяники выражают тревогу по поводу монополизма Турции – все маршруты российской нефти из Черноморья оказываются под контролем Турции.

Восточное направление

- По оценкам экспертов, в первой половине XXI в. Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР) будет оставаться главным центром роста потребления нефти, нефтепродуктов и газа. В условиях ограниченности собственных энергетических ресурсов это будет сопровождаться ростом их импорта.
- В 2008г. потребление нефти в странах АТР превысило 1200 млн.т, а нетто-импорт (из регионов вне АТР) – свыше 820 млн.т.
- Спрос на поставки нефти и нефтепродуктов в АТР из других регионов составит к 2020г. – 1570-1580 млн.т, к 2030г. – 1860-1870 млн.т.

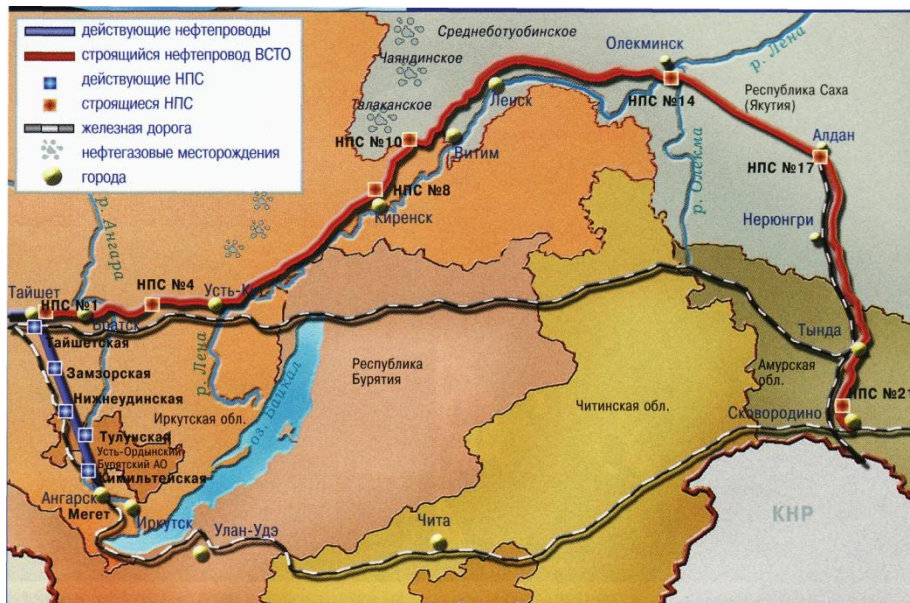
Нефтепровод ВСТО



Параметры ВСТО

- Решение о начале строительства принято в 2006г.
- Строительство завершено 25.12.2012г.
- Общая протяженность трубопровода составляет более 4770 км.
- Расчётный объем прокачки нефти достигнет 80 млн т нефти в год; (60 млн т из них должны добываться в Восточной Сибири и 20 млн т – в Западной Сибири).
- Пуск ВСТО позволяет России занять около 6,5 % нефтяного рынка АТР.
- С января 2011г. началась эксплуатация нефтепровода Сковородино - Дацин (Китай), по которому ежегодно будут перекачиваться до 15 млн.т сибирской нефти. Длина этого нефтепровода – ответвления от ВСТО на территории России – составляет 63,8 км, на территории Китая – более 900 км. (Ещё 15 млн.т нефти будут отправляться по железной дороге в порт Козьмино для последующей перегрузки в танкеры).

Нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан



Протяженность нефтепровода – более 4,4 тыс. км.
Нефтеналивной терминал в порту Козьмино.
Поставка нефти в страны АТР, на Комсомольский НПЗ,
Хабаровский НПЗ и на вновь строящиеся НПЗ

Нефть с о. Сахалин



Нефтеотгрузочный терминал в п. **Де-Кастри** Хабаровского края на сегодня – самый крупный нефтепорт на Дальнем Востоке. Он включает собственно терминал для временного хранения нефти, подводный трубопровод протяженностью 6 км для её перекачки на крупнейший в мире объект по наливу танкеров – выносной односточный причал. Его проектная мощность – 12 млн т нефти в год. Транспортировка нефти к терминалу осуществляется по трубопроводу протяженностью 226 км, пересекающему о. Сахалин и Татарский пролив. Для круглогодичного экспорта нефти на мировые рынки используется специализированный флот танкеров с двойным дном грузоподъемностью до 100 тыс. т.



Рис. 8. Проект «Сахалин-2» (источник Sakhalin Energy)

Продуктопроводы





Нефтеперекачивающие станции



Резервуарные парки



**Емкость резервуарных парков
14,3 млн. куб. метров**

Раздел 4.2. Транспортировка газа

Основные элементы структуры транспортной системы газовой отрасли:

1. Газотранспортная сеть:

- закольцованная трубопроводная система с компрессорным хозяйством,
- океанские танкеры-газовозы,
- погрузочные терминалы

2. Подземные хранилища газа (на 01.01.12г. Их суммарная ёмкость – 66,7 млрд м³, макс. Суточная производительность – 620 млн м³)

3. Инфраструктура централизованного управления

Структура ЕСГ РФ

Объекты добычи

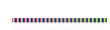


Существующие



Перспективные

Магистральные газопроводы



Существующие



Перспективные



Транспортные коридоры

Подземные хранилища газа



Существующие



Перспективные

Конденсато-продуктопроводы

5300 км

Газопроводы

151 000 км

Компрессорные станции

257 шт. (устан. мощность 43 ГВт)

Газораспределительные станции 645 шт.

Подземные хранилища газа 24 шт.

Газоперерабатывающие комплексы 6 шт.

УКПГ 60 шт.



Европейская система газопроводов



ПХГ



ПХГ позволяют регулировать сезонную неравномерность потребления газа, снижать пиковые нагрузки, поддерживать гибкость и надежность поставок газа. Расположены в основных районах потребления и являются неотъемлемой частью ЕСТ России. Сеть ПХГ обеспечивает в отопительный период до 20% поставок газа российским потребителям, а в дни резких похолоданий эта величина может превышать 30%.

В 2011 г. Газпромом утверждена Программа развития ПХГ РФ на период 2011–2020 гг., предполагающая увеличение суточной производительности до 1,0 млрд м³.

Подземное хранилище газа (ПХГ) в водоносной структуре



Пласт породы для хранения газа должен иметь пористость $> 15\%$;
кровля должна состоять из плотн. пластичн. глины или крепких известняков и доломитов без трещин; толщина – 5-15 м.

газопровод

скважина

га
з

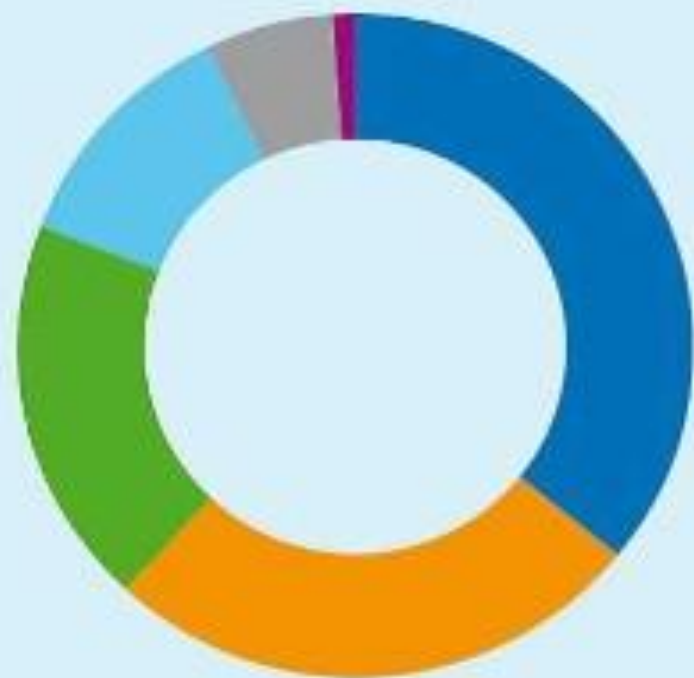
во
да

Водонепроницаемый слой

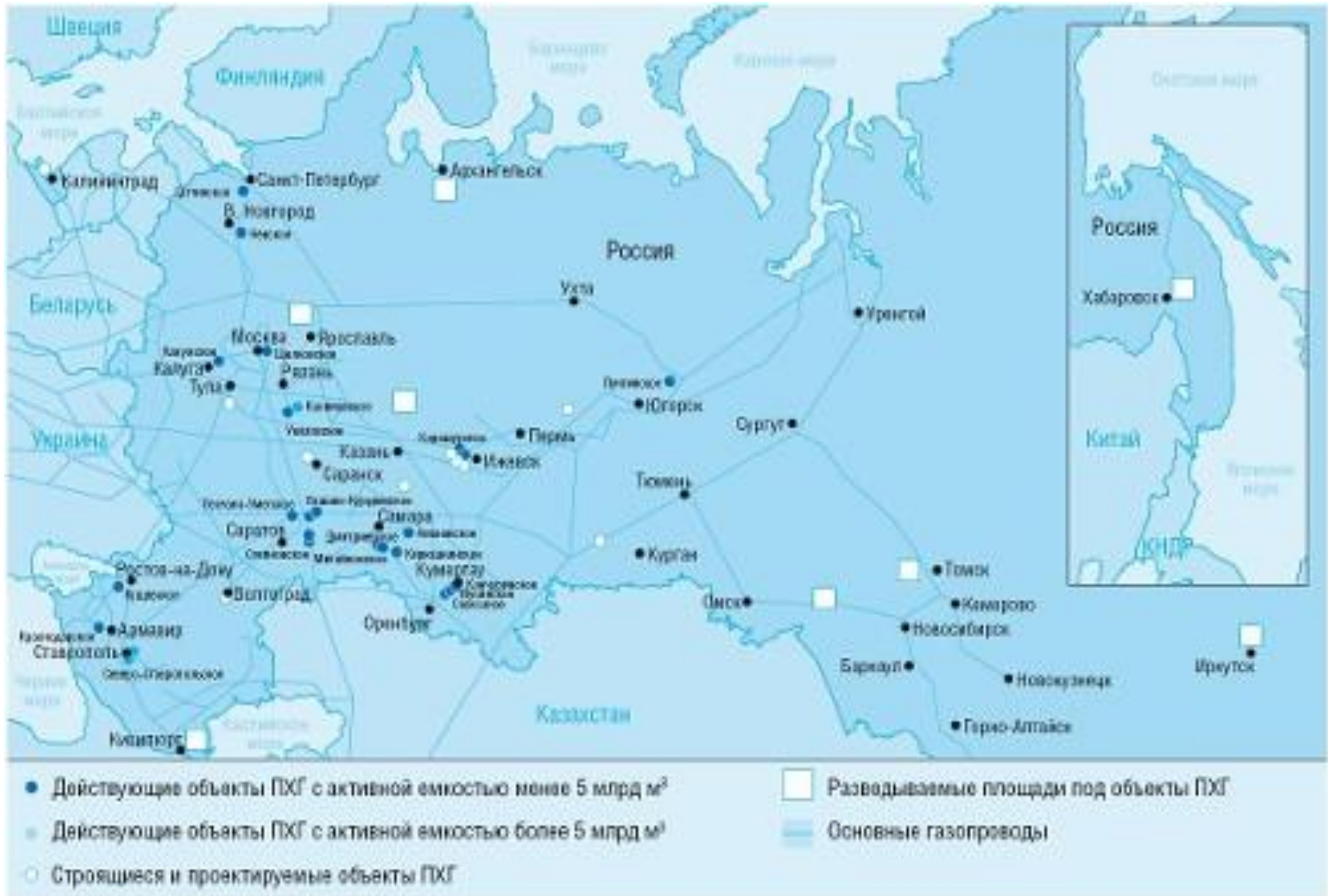
во
да

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ АКТИВНОГО ОБЪЕМА ХРАНЕНИЯ ГАЗА В МИРЕ

США	36 %
Страны Европы	26 %
Россия (<i>Группа Газпром</i>)	19 %
Страны БСС	12 %
Канада	6 %
Страны Азии и Тихоокеанского региона	1 %



Действующие и перспективные объекты подземного хранения газа «Газпрома» на территории России



Газокомпрессорные станции



Агрегаты ГПА-Ц-16С с двигателем UGT 15000 на компрессорной станции "ДКС-4 Ямбурггаздобыча", Россия

«Северный поток» (Грязовец - Грейфсвальд)



Проект уникальный:

- рекордная протяженность трубопровода – 2х 1224 км (только морской/ подводной части),
- самая мощная в мире газокompрессорная станция,
- близкие к рекордным длительность (более 5 лет) и сложность согласования со странами Балтийского бассейна.

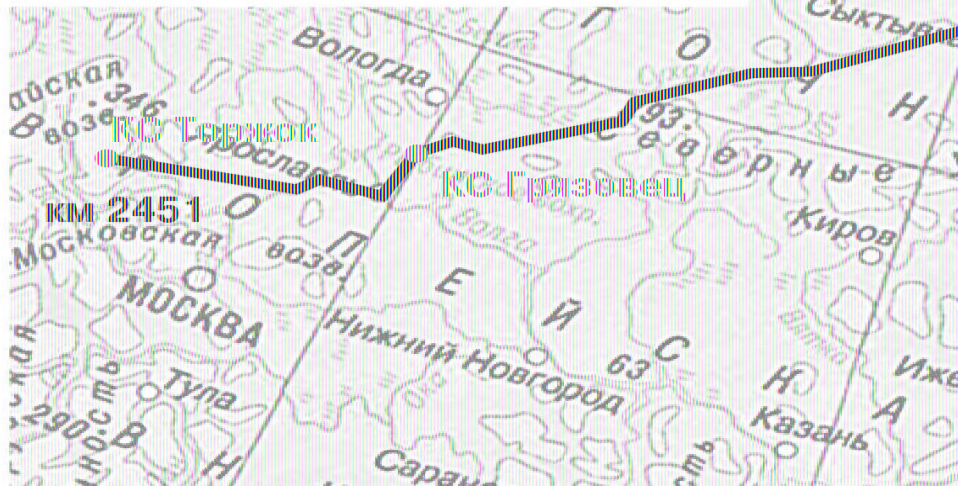
Первая нитка трубы мощностью 27,5 млрд м³ в год пущена в эксплуатацию 11.11.2011г., вторая – 08.10.12г. Суммарная мощность газопровода составляет 55 млрд м³, стоимость проекта - примерно 5,7 млрд евро.

Кроме основных ниток газопровода будут построены отводы в Швецию, Финляндию и Калининградскую область. Планируется проложить ветку через Нидерланды до Великобритании, и тогда общая протяженность газопровода составит более 3000 км. И называться он будет не СП, а СЕГ. В 2011г. начал прорабатываться вопрос о прокладке ещё двух ниток СЕГ в дополнение к первым двум.

Дополнительные сведения о «Северном потоке - СП» (Nord Stream)

- Строительство СП осуществлял консорциум в составе: ОАО «Газпром» (51 % акций), немецкие концерны «BASF» и «E.ON» с равными долями акций (по 20%) и голландский концерн «Gasunie» (9%). Произошел обмен газовыми активами Газпрома и Gasunie – голландцы получили долю в СП, российский концерн – долю (9 %) в газопроводе «ВВЛ», соединяющем Великобританию с материковой Европой (газопровод работает с 2006г.). По оценкам экспертов, при полной загрузке газопровода инвестиции в его сооружение окупятся за два-три года. Благодаря СП Россия получила возможность не только диверсифицировать инфраструктурные возможности в поставках энергоресурсов, но также противостоять экономическому шантажу стран, осуществляющих транзит.
- Что означает для потребителей в Германии и некоторых других странах Европы поставка 55 млрд м³ газа в год ? Для его замены (в энергетическом эквиваленте) потребовалось бы строительство 50 угольных электростанций, сжигающих ежегодно 100 млн.т угля, или 39 АЭС.
- Газ в СП поступает с Южно-Русского месторождения в Ямало-Ненецком автономном округе, доказанные запасы которого оцениваются более чем в 1000 млрд м³. При необходимости трубопровод можно будет догружать газом из других месторождений. Для этого проектируются и строятся трубопроводы в широтном и меридианном направлениях, которые будут снабжать газом СП и обеспечивать собственные потребности страны.

Газопровод «Бованенково – Ухта – Грязовец»



	Бованенковское
Протяженность	1024 км
Количество ниток	2 нитки
Рабочее давление	11,8 МПа
Производительность	115 млрд м ³ /год
Количество КС	7 ед.
Количество цехов	14 ед.
Мощность цехов (оценочно)	125 МВт

Газопровод Мурманск - Волхов

Протяженность **1365** км

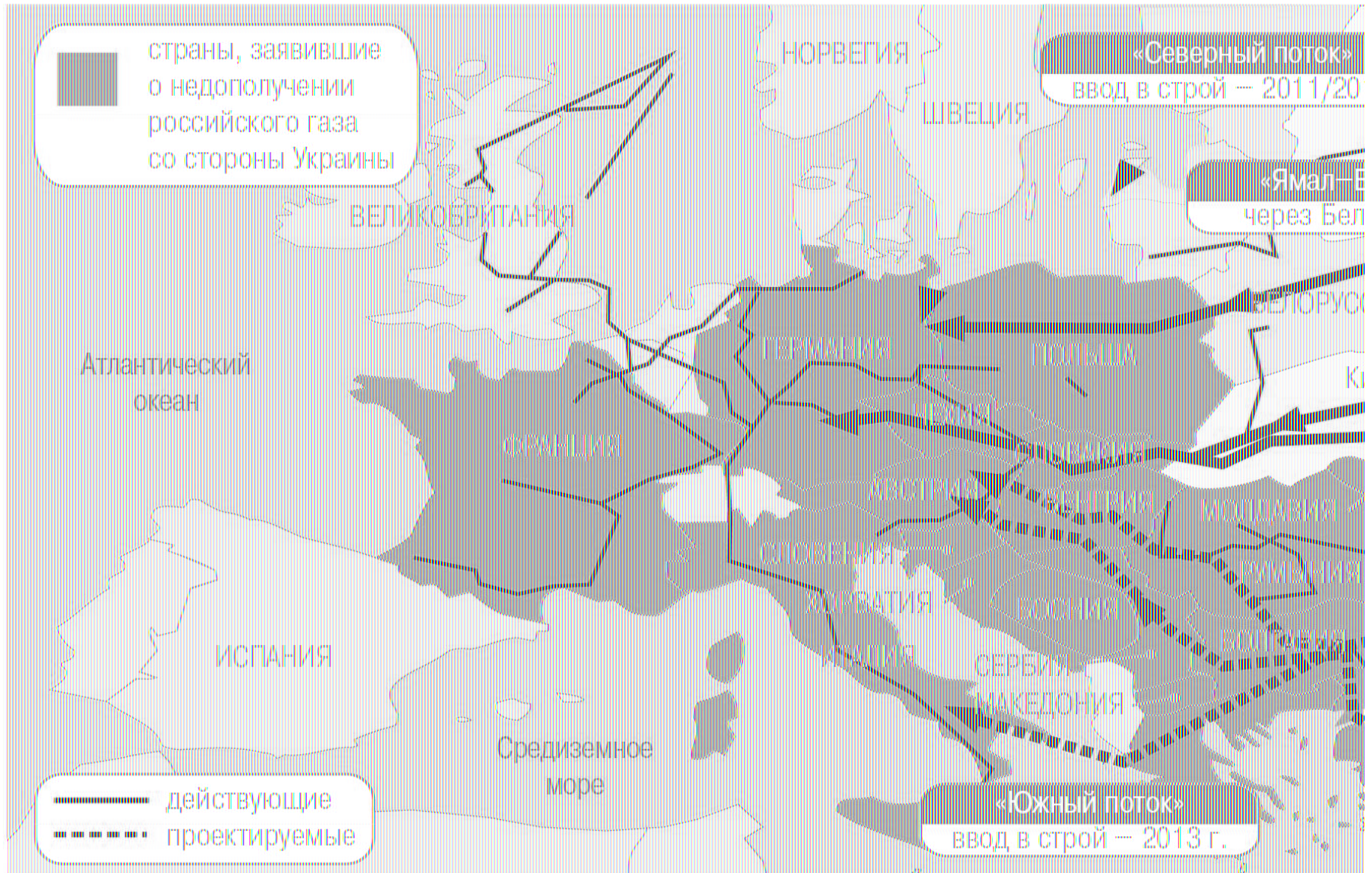
Диаметр **1200-1400** мм

Рабочее давление
9,8 МПа

Производительность
/с учётом поставок газа
потребителям Мурманской области и
Республики Карелия/
26-50 млрд. куб. м/год



Западное и юго-западное направления



ЮЖНОЕ И ЮГО-ЗАПАДНОЕ НАПРАВЛЕНИЯ

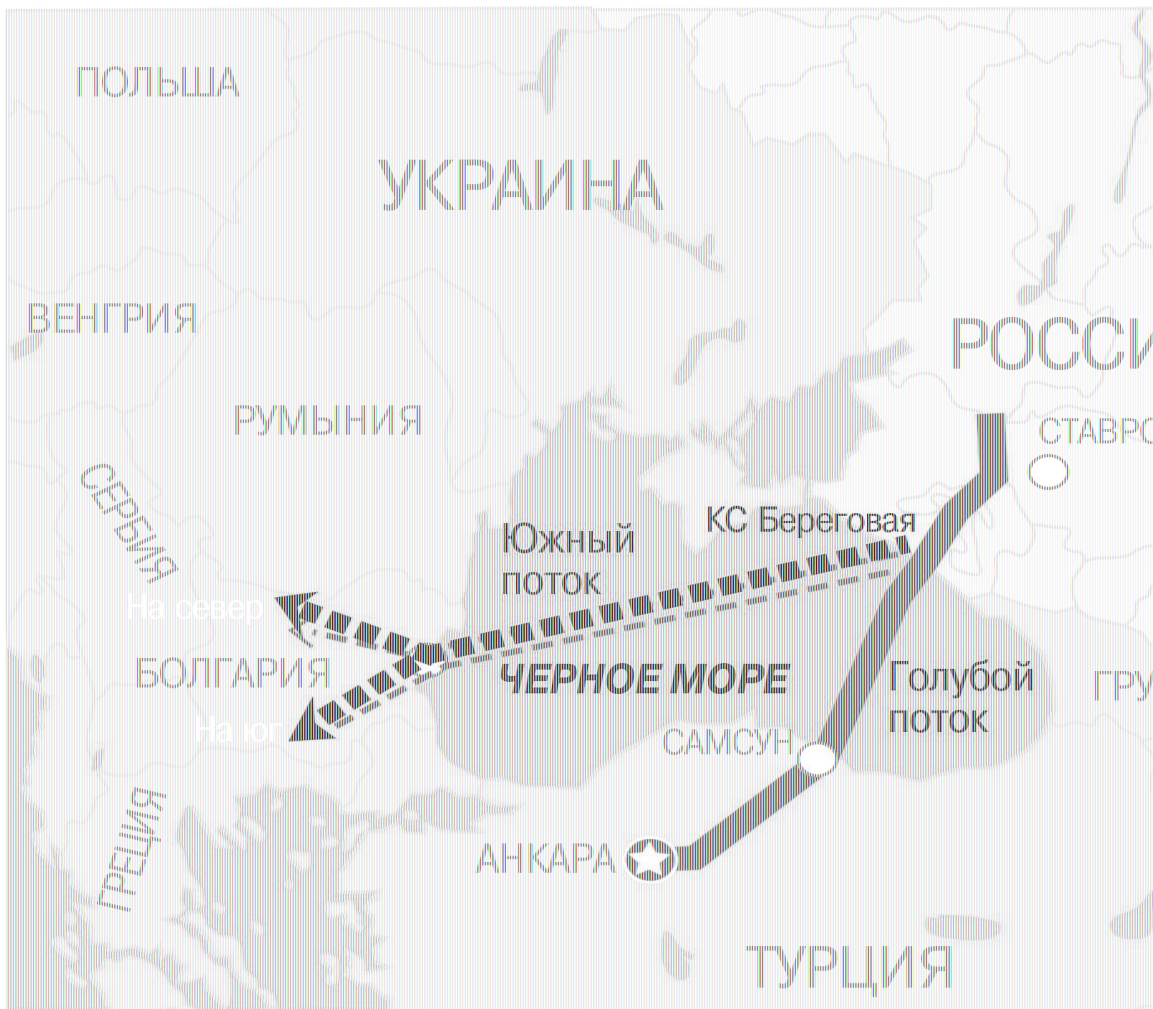


Газопровод РОССИЯ - ТУРЦИЯ



В 2005 г. сдан в эксплуатацию г/п **«Голубой поток»**, трубы которого проходят по дну Черного моря от Джубги до Самсуна: протяженность – 1213 км, стоимость – 3,2 млрд долл., мощность – 16 млрд. м³ газа в год, участники: Россия, Турция и Италия. **Проблема** – Турция не выбирает предусмотренные договором объёмы и не выполняет условия контракта, составленного по принципу «take or pay». В этой связи возникла идея продлить его до Италии и Израиля и при этом увеличить мощность в 2 раза.

Проект «Южный поток»

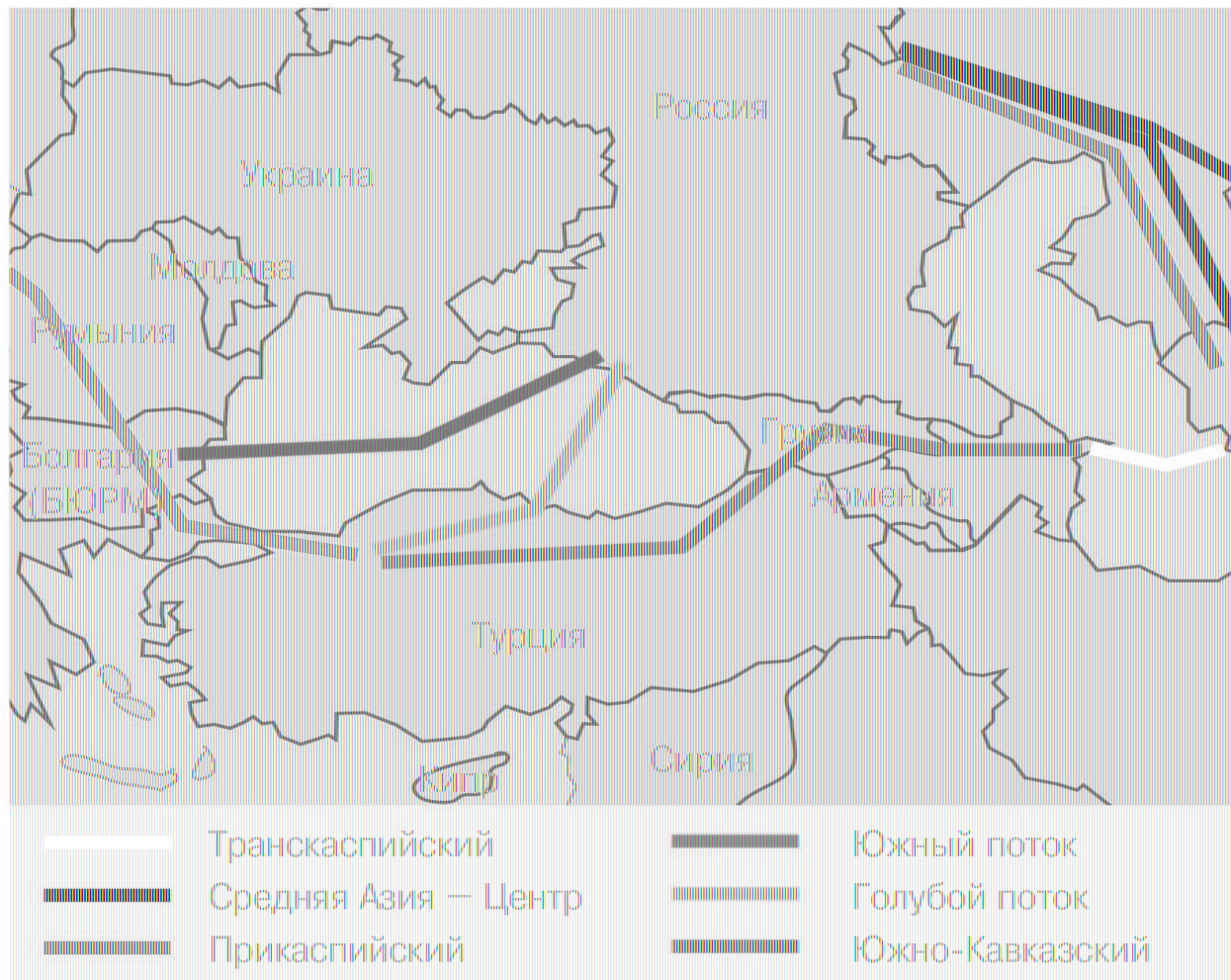


Россия, Германия, Франция и Италия заключили соглашение о совместной реализации проекта **«Южный поток»** – строительство газопровода мощностью 63 млрд. м³ газа в год (к 2018г.) и стоимостью более 10 млрд. евро по дну Чёрного моря (протяженность морской части **Туапсе – Варна** равна 920 км). В 2010г. Россия начала сооружение сухопутной части. 07.12.2012г. сварен первый стык подводной части газопровода. Запуск в эксплуатацию – конец 2015г

Наиболее вероятным маршрутом сухопутного продолжения газопровода является:
Болгария – Сербия – Венгрия – Австрия.

Газопроводы Черноморско-Каспийского региона:

1 – проектируемый транскаспийский трубопровод (3млрд м³ /год), 2 – трубопровод «Средняя Азия - Центр» (45 млрд м³ /год), 3 – Прикаспийский трубопровод (10-30 млрд м³ /год), 4 – «Южный поток» (63 млрд м³ /год), 5 – «Голубой поток» (16 млрд м³/год), 6 – трубопровод Южно-Кавказский: Баку – Тбилиси – Эрзерум» (20 млрд м³/год), 7 – проектируемый трубопровод «Набукко» (31 млрд м³ /год).



США поддерживают идею проложить трубу по дну Каспийского моря и пустить Туркменский газ в газопровод Баку – Тбилиси – Эрзерум с дальнейшим выходом в магистраль Набукко, в обход России. Мощность 31 млрд м³ / год, начало строительства – 2013г., пуск в строй – 2017г. Проект «Набукко» - явный конкурент проектам «Южный поток», «Прикаспийский», «Средняя Азия - Центр».

Поставка газа из Средней Азии и Казахстана в Россию (и из Казахстана в Китай)



Первая очередь Газопровода «Ср. Азия - Центр» пущена в экспл. в 1967г.

Базовое соглашение о «Прикаспийском газопроводе» подписано в 2007 г. В 2008г. подписаны соглашения об основных принципах сотрудничества в строительстве газопровода, положение о координационном комитете и положение о группе управления проектом. Утверждены базовое задание на ТЭО строительства газопровода и основные исходные данные по проекту. В 2012г. строительство еще не началось. Более того, после 2010г. из публичных материалов Газпрома исчезла вся информация о Прикаспийском газопроводе.

Газопроводы «Nabucco West» и «Центральная Африка - Западная Европа»

«Nabucco West»

- В 2012г. большинство акционеров этого проекта (газовые компании Австрии, Венгрии, Болгарии, Румынии, Турции, Германии) согласились с уменьшением начальной протяженности газопровода (3900 км) и мощности почти в 2 раза. Обновлённый проект назван «Nabucco West». Труба пойдёт до Австрии не от Каспийского региона (Азербайджан и Туркмения), а от турецко-болгарской границы. Причины:
- а) к 2011г. проект подорожал с 8 млрд евро до 14 млрд евро; б) Азербайджан может обеспечить только 10 млрд м³ газа; в) недостающие 21 млрд м³ взять негде – Туркмения не проложила газопровод по дну Каспийского моря, который должен был связать её с Турцией, из-за сложных отношений между Азербайджаном и Арменией и Грузией и Турцией; из Ирана нельзя брать газ по политическим соображениям; Ирак – не надёжный поставщик газа.

«Центральная Африка - Западная Европа»

- Газопровод из Центральной Африки через Сахару в Европу протяженностью 4128 км и мощностью 20-30 млрд. м³ газа в год. Начало строительства запланировано на 2013г., пуск в эксплуатацию – на 2017г., проект пока не обеспечен договорами со странами - поставщиками на оказание транспортных услуг в необходимых объёмах.

Восточное направление

В сентябре 2007г. Правительство РФ утвердило программу развития газовой отрасли в восточной части страны до 2030г. ориентировочной стоимостью свыше 2,4 трлн руб. (из них 1,1 трлн. руб. на развитие ЕСГ в этой части страны). В соответствии с программой, будут связаны газодобывающие центры в Красноярском крае, Иркутской области, в Якутии и на Сахалине. (Сейчас сети ЕСГ заканчиваются в Кемеровской обл.). При этом ЕСГ распространится от Балтийского моря до Тихого океана.

Газопроводы Востока России



- Сделаны Первые шаги на пути **создания в Восточной Сибири единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения** .
- В 2009г. в Хабаровском крае началось строительство газопровода **Сахалин – Комсомольск-на-Амуре – Хабаровск – Владивосток** протяженностью 1300 км. Это позволяет, с одной стороны, диверсифицировать энергетику региона, сделать ее более устойчивой, а с другой – частично перевести ее на более дешевые виды топлива. Кстати, было специально оговорено, что *газ из участка газопровода Сахалин – Комсомольск-на-Амуре – Хабаровск предназначенся только для внутренних нужд, а не для экспорта*. До 2020г. в Приморье должны быть газифицированы 98% всех населённых пунктов (502 населённых пункта). Переводятся на газ ТЭЦ Владивостока.
- В сентябре 2010г., был подан газ в краевой центр, начата газификация Камчатского края. Это стало возможным с введением магистрального газопровода **«Соболево — Петропавловск-Камчатский»**, протяженностью около 400 км.
- Ведутся работы по созданию Якутского центра газодобычи, в том числе, строительства газопровода **«Якутия — Хабаровск — Владивосток»** протяженностью более 2 800 км, который на значительном протяжении пройдет в едином коридоре с нефтепроводом «ВСТО» и в будущем будет объединён с ГТС «Сахалин – Хабаровск – Владивосток». Тем самым якутский газ получит выход и в южные районы ДФО, и на экспорт. Формирование Якутского центра газодобычи – важный элемент Восточной газовой программы.

Транссахалинский газопр. и ПЛАТФОРМА ПИЛЬТУН-АСТОХСКАЯ-Б (ПА-Б)



НАЗНАЧЕНИЕ

Платформа «Пильтун-Астохская-Б» (ПА-Б) – это буровая, технологическая и эксплуатационная платформа, на которой будет добываться нефть и попутный газ с Пильтунской площади.

МЕСТО РАСПОЛОЖЕНИЯ

ПА-Б будет расположена в 12 км от северо-восточного побережья о. Сахалина, на Пильтунской площади Пильтун-Астохского месторождения.

КОНСТРУКЦИЯ

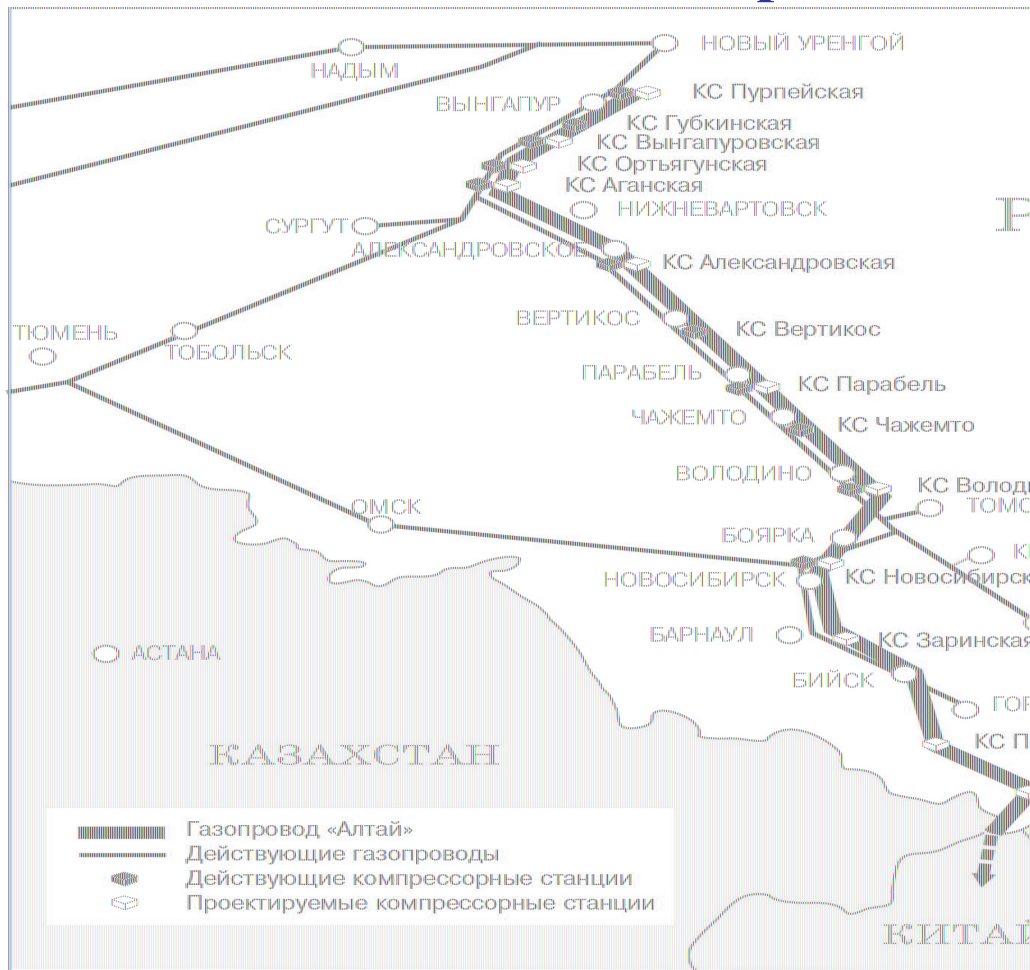
ОПОРНОЕ ОСНОВАНИЕ

Опорное основание представляет собой бетонное основание гравитационного типа (БОГТ) с четырьмя опорами для поддержки верхних строений.

- Глубина моря на месте установки: 30 м
- Размеры БОГТ: 94x91.5x11,5 м
- Высота: 53 м
- Вес БОГТ: 90 000 тонн
- Опоры: юго-восточная опора предназначена для бурения скважин, северо-восточная опора предназначена для стойка подводных трубопроводов и J-образных труб, оставшиеся опоры предназначены для размещения насосов и емкостей.

Газопровод сдан в эксплуатацию одновременно с заводом по сжижению газа в 2009г.

Газопровод «Алтай»



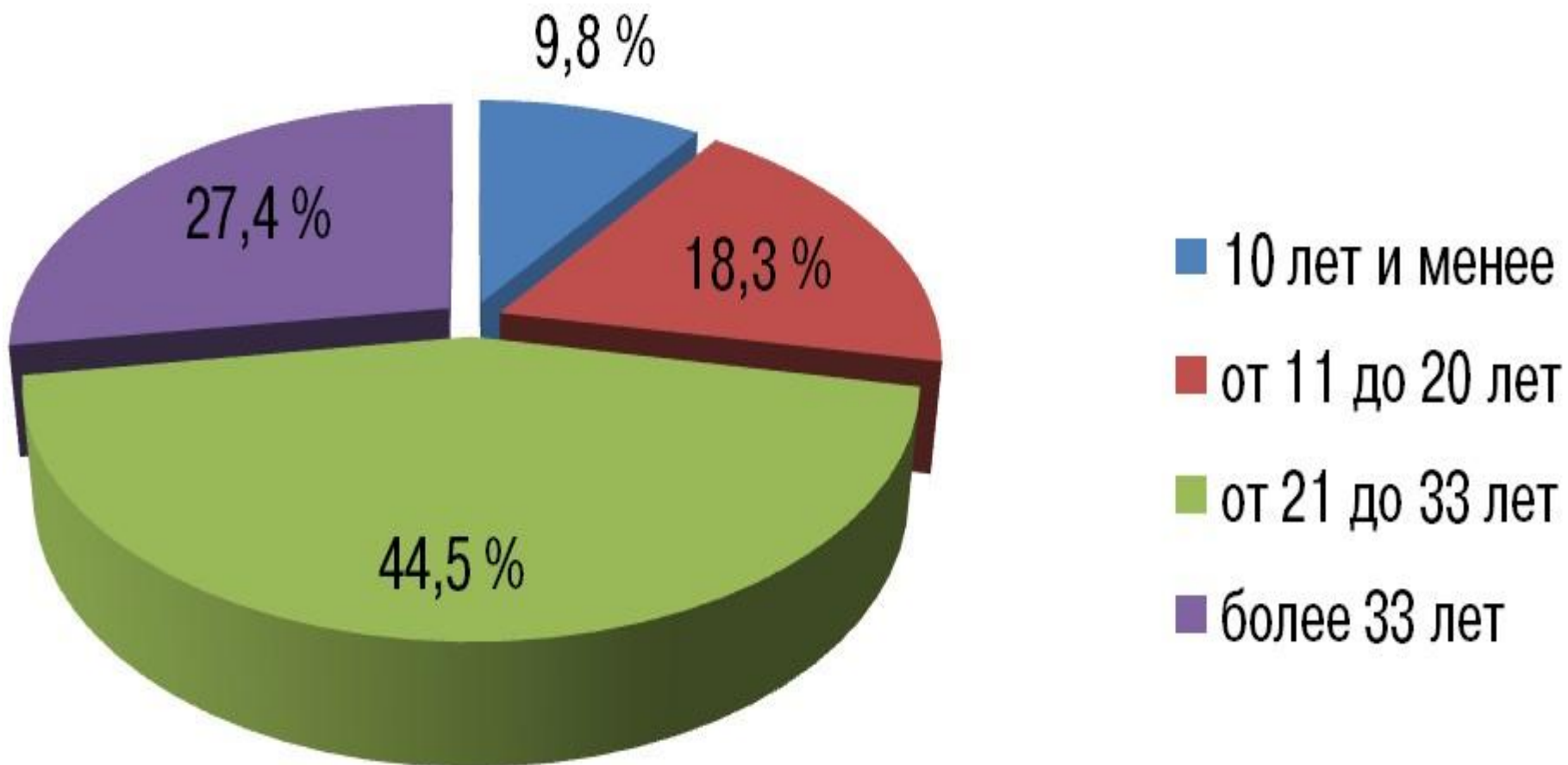
Согласно соглашения от 2010г. между Газпромом и CNPC (China National Petroleum Corporation) началось проектирование мощной трубопроводной системы Алтай, с помощью которой в Китай ежегодно будет поставляться 30 млрд м³ природного газа из месторождений Западной Сибири. Протяженность трассы по территории России составит более 2,7 тыс. км, диаметр трубы – 1420 мм, предварительная стоимость около 14 млрд. долл. Трубопровод пройдет по территории Томской обл., Ямало-Ненецкого автономного округа, Ханты-Мансийского края, Новосибирской обл., Алтайского края и Республики Алтай до Синьцзян-Уйгурского автономного округа на западе Китая. Начало коммерческих поставок планируется на 2015 г., срок действия договора – 30 лет, условие поставок – «бери или плати».

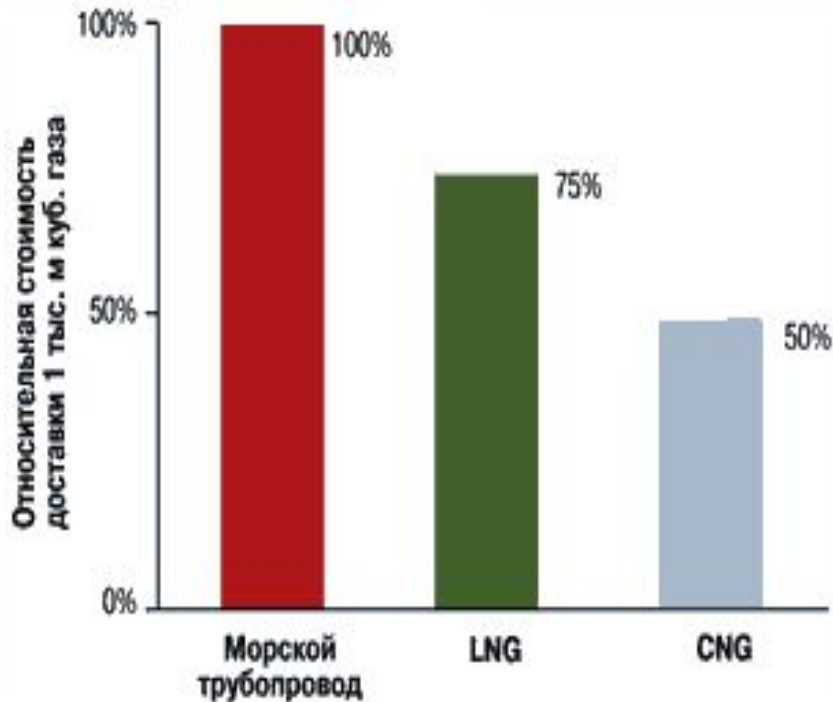
Проблемы: 1) требования экологов (плато «Укок» входит в список Всемирного наследия ЮНЕСКО), 2) расхождения в цене (Россия – цена как для стран ЕС, Китай – примерно в 1,5 раза ниже.)

Проблемы трубопроводного транспорта газа России

- Большая протяжённость и, как следствие, высокая стоимость сооружения и эксплуатации
- Большой износ основных фондов - 56%:
 - 14% газопроводов отработали более 33 лет при среднем сроке службы – 22 года,
 - объём инвестиций в газовую отрасль за 2006-2020гг. должен составить 135 млрд. долл., из них 60-80 млрд. долл. – в добычу и транспортировку, 15 млрд. долл. – в распределительные сети
- Газовые сети, в особенности магистральные газопроводы, уязвимы со стороны терактов и природных катастроф.

Структура магистральных трубопроводов по срокам службы





Для транспортировки СПГ Россия заказала Японии строительство трех гигантских танкеров-газовозов ледового класса водоизмещением по 122 тыс. т, каждый из которых способен за рейс перевезти 145 тыс. м³ газа, что эквивалентно примерно 100 млн м³ «сухого» (трубного) газа (длина танкера 277 м, ширина 49 м и высота 72 м). Танкеры уже начали поставлять в страны АТР российский СПГ. Россия стала 16-й страной-экспортёром СПГ.

Хорошую перспективу для российских газовиков имеет транспорт, прежде всего за рубеж, *сжиженного* природного газа – СПГ (Liquid Natural Gas – LNG). При этом потребитель, имеющий терминал регазификации, получает доступ к диверсифицированным поставкам, и ему становится безразличным, чей газ потреблять. Для этого метан при очень низких температурах (-164 °С) сжижается в портах загрузки на заводах по сжижению газа (его плотность при этом повышается в 600 раз), на время морского перехода термически изолируется, а в порту назначения возвращается в газообразное состояние. Первый в нашей стране завод по сжижению природного газа, который вступил в эксплуатацию в феврале 2009г. на юге о. Сахалин, имеет мощность – 9,6 млн.т СПГ в год. Около 60% продукции завода уже законтрактована потребителями из Японии и Южной Кореи на 20 лет вперед.

Транспортировка сжатого газа

- Технология CNG (Compressed Natural Gas) – новой прорывная технология морской транспортировки природного газа *в сжатом состоянии* в баллонах под давлением до 25 МПа на судах специальной постройки – судах CNG.
- CNG-газовоз с размерами, аналогичными судну LNG, будет перевозить до 30-40% того количества газа, который может перевозить LNG-газовоз. (Это связано с меньшей плотностью сжатого газа).
- Особенность технологии в том, что природный газ можно загружать на суда CNG непосредственно с месторождения, а разгружать – сразу в потребительскую сеть]. Это исключает необходимость в значительных капитальных вложениях в строительство морских трубопроводов или заводов по сжижению газа для доставки его на рынок на судах LNG (или морскими трубопроводами). Основным объектом капиталовложений в новой технологии являются сами суда CNG. Современный завод по сжижению природного газа может стоить до 3-4 млрд. долл. Стоимость же станции по компримированию на порядок ниже].
- По оценкам международных экспертов, транспортировка сжатого природного газа на судах CNG будет в 1,5-2,0 раза экономически более выгодна в сравнении с транспортировкой сжиженного газа на судах LNG (или по морским трубопроводам) при объемах поставок природного газа от 0,5 до 4,0 млрд. м³ в год на маршрутах протяженностью от 250 до 2500 морских миль.

Раздел 4.3. Транспортировка угля

В «Основных направлениях развития российских морских портов России на долгосрочную перспективу» предусмотрено строительство специализированных высокотехнологичных комплексов по перевалке угля для развития экспорта и повышения конкурентоспособности российских углей на мировых рынках на Севере, Западе и Востоке

- *Угольный терминал в порту Усть-Луга*



Проблемы транспорта угля

1. К 2000г. износ основных фондов в ОАО «РЖД» составлял 60%
2. При распаде СССР Россия лишилась балтийских незамерзающих портов (Вентспилс, Таллин, Рига)
3. Основной угольный бассейн – Кузбасс (80% экспортируемого угля) – расположен вдали от основных российских потребителей и морских выходов на зарубежные рынки:
 - расстояния достигают 5000 км. и более,
 - транспортная составляющая равна 35-36% в цене энергетического угля,
 - качество сортировки/очистки угля от пустой породы на российских шахтах и разрезах уступает передовым зарубежным

1. Тарифная политика:

- пониженные тарифы на перевозку угля (40-45% грузов на ЖД – энергетическое сырьё, из них 30% - уголь, 15% - нефть и нефтепродукты, 2% - газ),
- увязка транспортной составляющей цены угля с конечной ценой угля,
- заключение долгосрочных соглашений, закрепляющих на 3-5 лет (с ежемесячной разбивкой) объёмы перевозок и тарифы.

2. Развитие инфраструктуры усилиями ОАО «РЖД»:

- вложено более 100 млрд. руб. в развитие инфраструктуры ЖД на направлениях: Кузнецкий бассейн (КБ) – Северо-Запад, КБ – Дальний Восток, КБ – Азово-Черноморский транспортный узел.

3. Решение проблем усилиями компаний КБ:

- увеличена пропускная способность угольных терминалов в портах Усть-Луга, Мурманск, Ванино, Находка,
- построена вторая очередь угольного терминала в порту Усть-Луга (мощность 8-10 млн.т угля в год),
- СУЭК довела численность своего вагонного парка до 2 тыс. един., вложила средства в развитие ж/д-станций, используемых для перевозки угля.

4. На восточном берегу Кольского залива предполагается выполнить реконструкцию существующего угольного комплекса (его проектная мощность составляет 18 млн т в год). Первую очередь мощностью 6 млн т в год намечено завершить до 2015 г. Сегодня основной груз в Мурманске - уголь. Доставляется он к причалам на восточном берегу по железной дороге. Загружают суда-углевозы обычно с колес - из вагонов в трюмы. Ежегодно в Мурманске обрабатывается до 550 судов и 220 тыс. вагонов. В среднем ежесуточный вагонооборот составляет 1,5-1,6 тыс. ед.

Трубопроводный транспорт угля

Система	Длина , км	Диаметр, мм	Производительность за год, млн. т	Количество насосных станций	Макс. диаметр зерен, мм	Уровень внедрения
Кадис -- Ист-Лейк (США - Огайо)	174	254	1,3	4	4,4	Работал в 1957-1963 гг.
Блек-Меса -- Мохейв (США, Аризона)	440	457	4,4	3	1,2	Работал в 1970-2006 гг.
Белово -- Новосибирск (Россия)	252	500	3,0	-	2,0	Работал в 1990-1994 гг.
Фрейлинг -- Эмиль (Франция)	9	386	2,5 - 3,0	-	2,0	Находится в эксплуатации с 1952 г.
Порто-Торрес (Италия)	4	406	3,5 - 4,1	-	3,0	Находится в эксплуатации

Преимущества и недостатки гидротранспорта угля

1. Минимальные стоимость транспортировки и потери продукта
 2. Малые сроки ввода в эксплуатацию
 3. Высокий уровень автоматизации
 4. Экологическая чистота
-
1. Сложная, энергоёмкая и недостаточно эффективная технология обезвоживания продукта
 2. При гидротранспорте коксующихся углей ухудшаются их спекающие свойства