

Газ за Уралом: Красноярск*

N2 | 01 декабря 2009 | Подготовлено Аналитической группой ЭРТА | www.gasforum.ru | 14 страниц

*Настоящий бюллетень посвящен югу и центральной части Красноярского края. Северным территориям края будет посвящен один из последующих выпусков.

Мониторинг Восточной Газовой Программы



	Красноярский край	от РФ
Площадь	2,3 млн. км ²	13%
Численность	2,9 млн. чел	2%
Жители городов	76%	в среднем 73%
Газифицировано	31%	в среднем 64%
Запасы газа, ABC ₁ C ₂	1,8 трлн. м ³	2,7%
Потребление газа природного		
юг края	0 млрд. м ³	0%
Норильский узел	3,2 млрд. м ³	0,7%

Газовые проекты нуждаются в государственной координации

Существует множество сценариев развития газовой инфраструктуры края – планов добычи, проектов газопроводов, идей по развитию газовых производств, и даже по переводу потребителей с угля на газ. Однако эти проекты до сих пор не согласованы между собой и порой имеют противоположные цели, преследуемые конкурирующими организациями.

При большом богатстве газовых ресурсов и запасов края, высокой степени их подготовленности (относительно нефтяных), до сих пор нет ясного понимания реальных сроков реализации проектов. Запуск месторождений тормозится нерешенностью вопросов газопереработки, та в свою очередь ждет своих инвесторов и потребителей, которые не хотят надеяться на поставки газа в отсутствие действующих газопроводов.

Свободный природный газ конкурирует с газом нефтяных месторождений (растворенным и газом газовых шапок) на уровне проектов его использования. Строительство газопроводов целесообразно только при комплексной эвакуации газа из мест добычи. Но газовые компании не склонны договариваться с нефтяниками о координации планов работ. Как результат, голубое топливо планируется сжигать на месторождениях или, в лучшем случае, закачивать обратно в пласт. ✓

Планы строительства газотранспортных коридоров Восточной Газовой Программы как инструмент интеграции регионов

Рекомендуемый авторами программы сценарий «Восток-50» предусматривает с 2009г. строительство газопроводов из Иркутского центра газодобычи до потребителей южных районов Иркутской области с прогнозируемым объемом потребления до 4,4 млрд. м³ в год.

К 2010г. обеспечивается строительство газопроводов от месторождений Красноярского края до района Н. Поймы, тем самым газ получают потребители юга края. В этом же году предполагается транспортное объединение Иркутского и Красноярского центров газодобычи в районе Н. Поймы. Начиная с 2011г. из двух центров газодобычи газ подается в район КС Просоково в ЕСГ в объеме до 10 млрд. м³ в год с последующим его увеличением до 35 млрд. м³/год в 2015г.

Газ Якутского центра газодобычи предполагается поставлять потребителям Алданского улуса, далее до Амурской области в объеме до 1,7 млрд. м³ в год и на экспорт далее в Китай в объеме 38 млрд. м³.

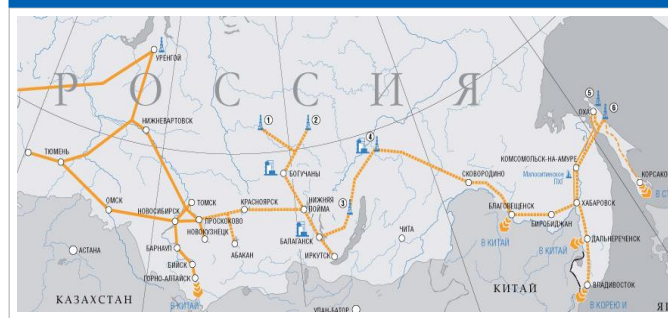
Газ месторождений шельфа о. Сахалин подается потребителям Сахалинской области, Хабаровского края в объеме до 8,1 млрд. м³ в год. К 2030г. на завод по сжижению планировалось поставлять газ в объеме

до 27,6 млрд. м³ в год с последующим его экспортом.

В 2010г. газ Сахалина должен прийти к потребителям Приморского края в объеме до 5,1 млрд. м³ в год, с 2012г. направляется на экспорт в Республику Корея в объеме до 10 млрд. м³ в год.

Сценарий предусматривает увеличение поставок природного газа на экспорт до 50 млрд. м³ в год с 2016г. за счет подключения (в районе г. Хабаровск) к намеченному экспортному газопроводу с о. Сахалин газа из Иркутского центра газодобычи. ✓

Схема маршрутов транспорта газа в ВГП





Особенности региона

Высокая доля гидроэнергии и сильная угольная отрасль: естественные преимущества или барьеры?

Тема выпуска:

- Газовые проекты нуждаются в государственной координации 1
- Планы строительства газотранспортных коридоров как инструмент интеграции регионов 1

Особенности региона

- Естественные преимущества или барьеры? 2

Газовые ресурсы

- Структура запасов как повод для конфликта 3

Компании

- Расстановка сил: нефтяники и газовики 5

ГРП

- Активность в ГРП: разминка перед стартом 6

Добыча газа

- Раздел рынка откладывается 7

Газопереработка

- Бизнес, который никому не нужен 8

Транспорт газа

- Газопроводы индивидуального пользования 9

Потребление газа

- Газпром создаст потребление 9

Регион в Восточной Газовой Программе

- Красноярский центр газодобычи 10

Статистика мониторинга

- Параметры мониторинга 12

Бюллетень выпускается Аналитической группой ЭРТА в рамках работ по государственному контракту Министерства Энергетики РФ от 04 августа 2008 года N 411.0816900.07.027 по теме «Мониторинг реализации программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР».

www.gasforum.ru, inbox@erta-consult.ru

При подготовке выпуска использованы материалы журнала «Природные ресурсы Красноярского края» www.nrkr.ru.

Красноярский край занимает первое место в России по запасам древесины, второе – по запасам гидроэнергетических ресурсов, третье – по запасам минерального топлива (в основном бурый уголь).

Удельный вес региона в общероссийском производстве валового продукта - 2,6%. ВРП края в 2008г. превысил 800 млрд. руб. Край является одним из самых богатых в стране - занимает пятое



место в стране по ВРП на душу населения после Тюмени, Москвы, Татарстана и Сахалина.

На долю края приходится 16,0% добычи угля, 5,6% выработки электроэнергии.

Установленная мощности электростанций Красноярской энергосистемы составляет 14 млн. кВт. Удельный вес ГЭС в структуре установленной мощности — 52%. Остальные электростанции работают преимущественно на угле.

В 2008г. выработано 60 млрд. кВт/ч. электроэнергии, из них 65% угольными электростанциями. Электроэнергетика потребляет до 80% добываемого в регионе энергетического угля. Популярен уголь и у металлургов.

В крае сосредоточено около 35% (68 млрд. т) российских запасов угля. В крае добывается около 16% угля по стране, что составляет более 46 млн. т в год.

Угольные месторождения региона доступны для разработки открытым способом – это существенное преимущество угольной отрасли Красноярья.

Администрация края намерена сохранять долю угля в топливно-энергетическом балансе в рамках формирования регионального топливно-энергетического комплекса. В стратегической перспективе (до 2017г.) администрация планирует обеспечивать конкурентоспособности угольной отрасли в условиях насыщенности рынка альтернативными энергоресурсами.

Таким образом, выведение на рынок новых видов котельно-печного топлива имеет очевидные препятствия как экономического, так и социального характера.

Во-первых, традиционные потребители природного газа – тепловые электростанции и котельные – не готовы ограничивать потребление дешевого угля на существующих мощностях. На просторах Сибири вопрос экологии сжигания углей пока стоит недостаточно остро, чтобы энергетики согласились инвестировать значительные ресурсы в переоборудование угольных печей.

Во-вторых, регион не нуждается в значимых дополнительных мощностях, мобильной по режимам, газовой генерации. Избыток гидроэнергии позволяет балансировать потребление электрической энергии тепловыми станциями, а необходимость поддерживать централизованное теплоснабжение городов во многих случаях даже исключает возможности их вывода из эксплуатации.

Администрация края намерена сохранять долю угля в ТЭБ в рамках формирования регионального ТЭК.

В-третьих, массовая замена угля на газ приведет к необходимости снижения объемов добычи бурого угля (что делать с шахтерами?) или к необходимости поиска дополнительных рынков сбыта этого энергетического продукта (что является непростой задачей, учитывая географическое положение региона). ✓

Газовые ресурсы

Структура запасов как повод для конфликта

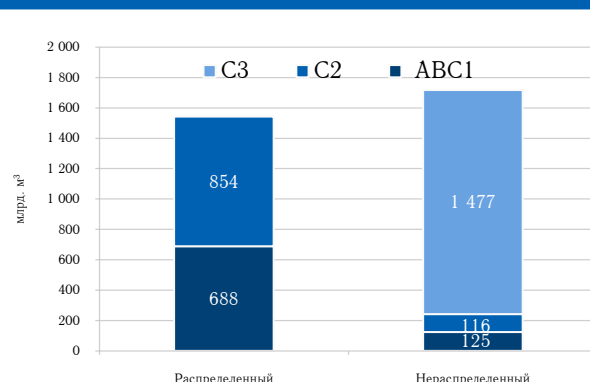
Ресурсы газа Красноярского края, включая Эвенкию, составляют 13 % от общего объема прогнозных ресурсов страны. По этому показателю край занимает второе место в России после Тюменской области. Начальные суммарные ресурсы газа края в целом составляют – 25,8 трлн. м³. При прогнозируемом приросте запасов газа востока России до 2030г. в объеме 6,1 трлн. м³ прирост запасов газа в крае оценивается в размере около 3 трлн. м³.

В состав перспективных территорий края входят восточная часть Пур-Тазовской нефтегазоносной области (НГО) Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) и западная часть Лено-Тунгусской НГП. Основная часть запасов газа нераспределенного фонда (за исключением Имбинского и Лодочного месторождений) относится к Енисей-Хатангской НГО.

Подтвержденные запасы свободного газа на территории края не менее значительны в масштабах страны - 1,8 трлн. м³ (ABC₁C₂). Оценка запасов края находится в начальной стадии — средняя степень разведанности по газу составляет 1,7%.

Территориальным балансом запасов горючих газов на территории края учтено 21 месторождение с запасами свободного газа 813,4 млрд. м³ (ABC₁) и

Распределение запасов и ресурсов газа по фондам недр на 01.01.2008



более 30 млрд. м³) в крае относятся Пеляткинское (239 млрд. м³), Собинское (158 млрд. м³), Юрубчено-Тохомское (564 млрд. м³), Ванкорское (74 млрд. м³), Дерябинское (55 млрд. м³) и Ушаковское (54 млрд. м³). На их долю приходится 84% разведанных запасов края.

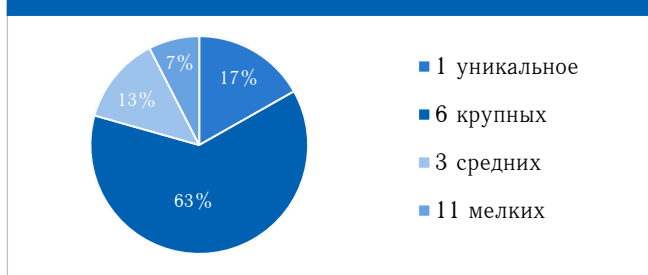
Данные по структуре подготовленных запасов, показывают два района локализации газа в крае:

- на севере запасы распределенного фонда недр категорий ABC₁C₂ - 654 млрд. м³. Месторождения севера: Пайяхское, Ванкорское, Сузунское, Лодочное, Тагульское, Дерябинское, Пеляткинское. Зимнее, Северо-Соленинское (часть), Мессояхское (часть), Балахнинское, Казанцевское, Нанадянское. Ушаковское, Хабейское.
- на юге запасы распределенного фонда недр категорий ABC₁C₂ - 887 млрд. м³. Месторождения: Юрубчено-Тохомское, Куюмбинское, Пайгинское, Собинское, Агалеевское, Имбинское, Терско-Камовский блок, Беряамбинское.

Открытые нефтяные и газовые месторождения юга края группируются в три территориально обособленных района — Юрубчено-Тохомский (базовые месторождения — Юрубчено-Тохомское 564 млрд. м³, Куюмбинское 163 млрд. м³, Оморинское 9 млрд. м³), Собинско-Тэтэринский (Собинское 158 млрд. м³, Пайгинское 8 млрд. м³) и Нижнеангарский (Агалеевское и Имбинское месторождения, Беряамбинский участок). В Нижнеангарской НГО суммарные извлекаемые запасы составляют 123 млрд. м³.

Продолжение на стр. 4 ➤

Структура газовых запасов по видам месторождений



969,4 млрд. м³ (C₂) (включая часть запасов Мессояхского и Северо-Соленинского месторождений, не учтенных по Ямало-Ненецкому АО). Кроме того, в крае учтены извлекаемые запасы растворенного газа на семи месторождениях в количестве 87,95 млрд. м³ (ABC₁) и 122,41 млрд. м³ (C₂), которые расположены на юге края.

На 01.01.2008г. в группе разрабатываемых учтено одно (Пайгинское) месторождение, 4 месторождения подготовлены для промышленного освоения (Пеляткинское, Сузунское, Собинское и Дерябинское), 9 разведываемых и 7 - в консервации.

К ключевым месторождениям газа (с запасами бо-

Вид месторождения	Наименование месторождения
Нефтяное	Пайяхское
Газонефтяные	Ванкорское, Сузунское
Нефтегазоконденсатные	Лодочное, Тагульское, Юрубчено-Тохомское, Куюмбинское, Пайгинское, Собинское
Газоконденсатные	Дерябинское, Пеляткинское, Оморинское, Беряамбинское, Северо-Соленинское (часть), Мессояхское (часть)
Газовые	Балахнинское, Зимнее, Озерное, Казанцевское, Нанадянское, Ушаковское, Хабейское, Агалеевское, Имбинское

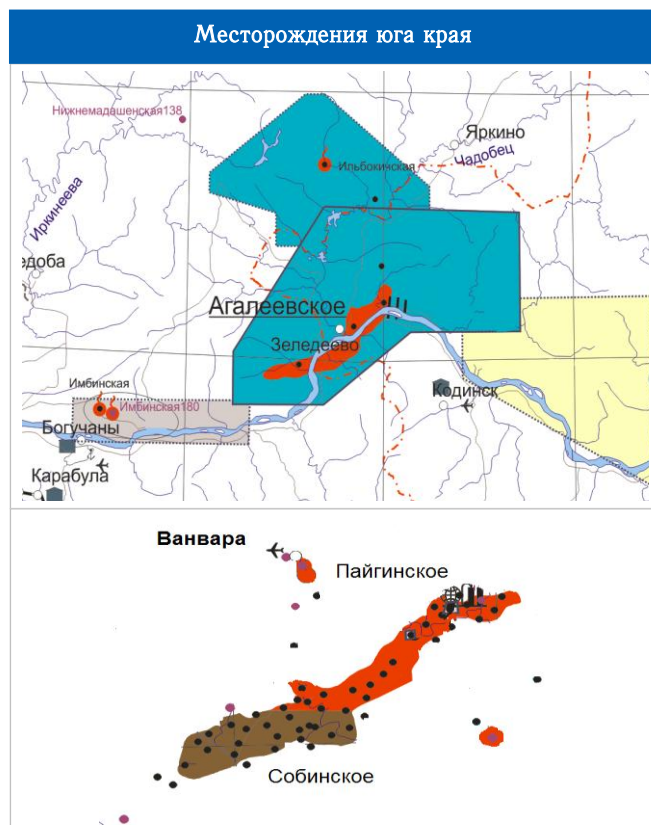
Газовые ресурсы

Структура запасов как повод для конфликта (начало на стр. 3)

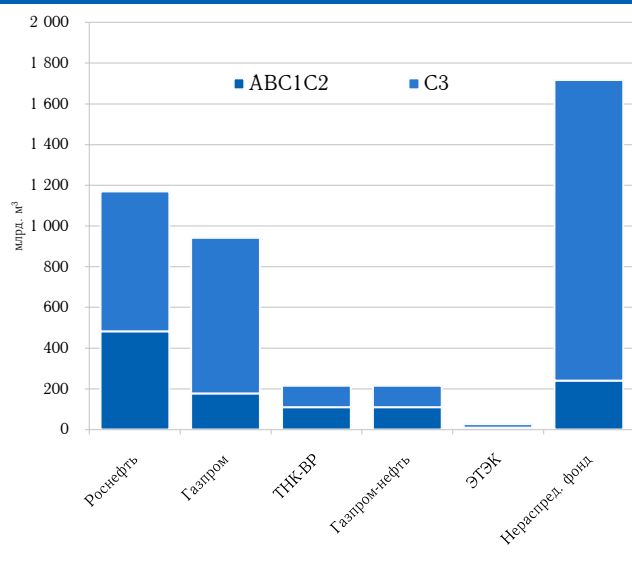
Главной особенностью залегания углеводородов юга края является преобладание сложных по геологическому строению нефтегазовых залежей. Соотношение запасов газа к запасам нефти составляет примерно 2:1. Нефтегазовые месторождения характеризуются высоким газовым фактором - от 150 до 200 м³/м³. Газ на юге края сложный по составу. Наличие в составе газа уже открытых месторождений значительных запасов таких ценных компонентов, как гелий, этан, пропан, бутан, позволяет создать в крае крупную высокотехнологическую подотрасль — газопереработку и газохимию с широкой номенклатурой ценной продукции (и тормозит разработку запасов). В частности, в свободном газе Собинского месторождения среднее содержание гелия составляет 0,58%. Агалеевского месторождения - 0,43%, в попутном газе Юрубчено-Тохомского и Куюмбинского месторождений - 0,17%.

По структуре собственности запасы газа юга края можно условно разделить на принадлежащие нефтяным компаниям и компаниям ОАО «Газпром» (710 и 177 млрд. м³ по категориям ABC₁C₂ соответственно). Исходя из этого можно прогнозировать потенциальный конфликт интересов собственников запасов в процессе разработки углеводородных месторождений юга. Причинами такого конфликта могут стать с одной стороны ограниченность регионального спроса на газ, а с другой стороны жесткие требования по утилизации газа при добыче промышленных объемов нефти.

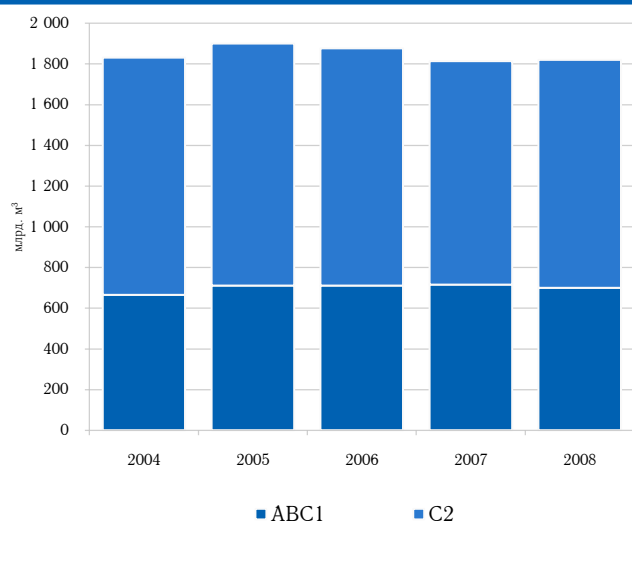
Наиболее перспективными на сегодня, в вопросе газодобычи, являются проекты разработки Собинско-Пайгинского НГКМ и Юрубчено-Тохомского НГКМ. ✓



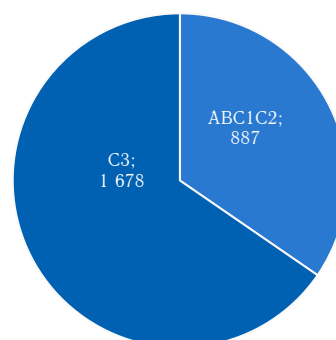
Структура газовых запасов и ресурсов по холдингам



Структура запасов свободного газа по категориям



Запасы и ресурсы свободного газа юга края, млрд. м³



Компании

Расстановка сил: нефтяники и газовики

На территории юга края работы на нефтегазовых месторождениях осуществляют 20 компаний-недропользователей по 78 лицензиям. Из них выдано 46 лицензий совмещенных, 7 на добычу и 25 на геологическое изучение.

Безусловными лидерами в гонке за газовыми запасами на юге края являются ОАО «НК «Роснефть» (483 млрд. м³ запасов), ОАО «Газпром» (177 млрд. м³ запасов), ОАО «НГК «Славнефть» (219 млрд. м³ запасов) и ОАО «ЭТЭК» (8 млрд. м³ запасов).

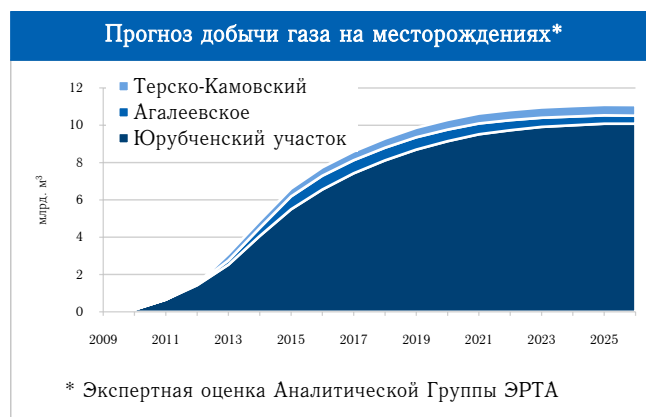
ОАО «Красноярскгазпром» начало свою деятельность в крае в декабре 1999г. На момент регистрации предприятия акции в уставном капитале были распределены среди акционеров следующим образом: ОАО «Востокгазпром» - 75%, Красноярский край - 25%. Компания обладает лицензией на геологическое изучение недр Придутьского участка.

ООО «Газпром добыча Красноярск» создано в 2004г. для реализации и развития проектов ОАО «Газпром» по формированию сырьевой базы углеводородного сырья, освоению газовых месторождений и газификации края. Компания владеет лицензиями на разведку и добычу на Берябинском, Оморинском и Собинском месторождениях. За время деятельности организации в результате поисково-оценочного и разведочного бурения открыто два месторождения: Берябинское газоконденсатное месторождение (ГКМ) и Камовское нефтяное месторождение, выявлена новая газоконденсатная залежь на Оморинском ГКМ. В марте 2009г. компанией утверждена программа мониторинга окружающей среды на Берябинском участке.

Часть лицензий (11 на добычу и 2 на геологическое изучение) выданы непосредственно на ОАО «Газпром». За Араканский участок в феврале 2008г. компания заплатила 782 млн. руб., а за Юдоканский более 1 млрд. руб. при начальной цене в 30 млн. руб. В 1 кв. 2009г. утверждены проекты ГРП на Араканском, Юдоканском, Таимбинском, Верхнеманзинском, Троицком, Карабульском, Сользаводском и Имбинском ЛУ, получен первый приток природного газа на Абаканском ЛУ. Во 2 кв. квартале 2009г. утверждена программа экологического мониторинга на Ильбокичском участке.



Что касается второго фаворита - компании ОАО «НК «Роснефть», то она представлена на юге края дочерним ОАО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания» (ВСНК). ВСНК было учреждено в апреле 1994г. в качестве правопреемника государственных компаний «Енисейнефтегазгеология» и «Енисейгеофизика». ОАО «НК «Роснефть» приобрела контроль над ВСНК, ранее принадлежавшей ЮКОСу, на аукционе в мае 2007г. ВСНК владеет лицензией на геологоразведку и разработку Юрубчено-Тохомского НГКМ и Агалеевского газового месторождения. Добыча



нефти на Юрубчене неизбежно будет сопровождаться выделением значительных объемов попутного газа, который целесообразно транспортировать к потребителям совместно с газом Агалеевского месторождения. В период с 2000 по 2005 гг. в проект по освоению Юрубчено-Тохомского НГКМ вложено свыше 5 млрд. руб. Месторождение является одним из наиболее подготовленных объектов для начала промышленной добычи углеводородного сырья во всей Восточной Сибири. С 2005г. работы прекращены. В июне 2009г. компания получила положительное заключение Государственной экспертизы на проект «Комплексное обустройство первоочередного участка Юрубчено-Тохомского месторождения с внешним транспортом нефти». Старт реализации проекта намечен на 2010г., однако на этом этапе весь попутный газ планируется закачивать обратно в пласт.

Базовым предприятием ОАО «НГК «Славнефть», ведущим геологоразведочные работы в крае, является ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз». Основные акционеры ОАО «НГК «Славнефть» - ТНК-ВР и ОАО «Газпром нефть». На юге края ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» владеет лицензиями на Курумбинское месторождение и Терско-Камовский участок Юрубчено-Тохомского месторождения. На 6 остальных участках (Кординский, Чамбинский, Подпорожный, Байкитский, Туголано-Светланинский, Абракупчинский), которыми владеет ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», открытых месторождений в настоящее время не обнаружено.

Пайгинское месторождение, которое разрабатывает ОАО «ЭТЭК», многие годы не эксплуатируется в полном объеме. В то же время компания уже вложила \$5 млн. в его освоение. ✓

ГРП

Активность в ГРП: разминка перед стартом

За последние годы на территории края нефтегазовые компании сильно активизировали геологоразведочные работы (ГРП). Подготовлены к лицензированию и распределены на конкурсах и аукционах несколько десятков участков. Результат проведенных ГРП оптимистичен: открыто 4 месторождения — Шушукское, Аргишское, Камовское, Абаканское.

Нефтяные компании ведут активную подготовку запасов, необходимых для заполнения нефтепровода ВСТО. Поскольку месторождения края характеризуются высоким газовым фактором, тем самым параллельно активно движется доразведка газовых ресурсов региона.

Активизация ГРП газовых компаний связана, прежде всего, с необходимостью наращивания запасов газа. Помимо прямого влияния на капитализацию эти работы позволяют говорить о реализации в крае этапов Восточной Газовой Программы (формирования Красноярского центра газодобычи).

В 2006-2007 гг. наблюдалось уменьшение запасов газа в связи с доразведкой Куюмбинского, Ванкорского, Тагульского месторождений и переводом части их объемов из газонасыщенных в нефтенасыщенные. Для обеспечения дальнейшего прироста запасов нефти и газа в 2009г. по краю запланировано распределение 33 участков недр на аукционной основе.

Потенциал газоносности Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления сегодня уже перешагнул рубеж 1 трлн. м³ газа.

В результате проведенных работ за счет средств федерального бюджета в крае получен прирост геологических ресурсов категории Д₁ газа — 737,9 млрд. м³.

В начале 2009г. из терригенных вендских отложений на Абаканском участке (ОАО «Газпром») в скважине Абаканская 1 на левобережье Ангары (у пос. Богучаны) получен промышленный приток газа. Масштабы этой зоны могут быть сопоставимы с Ковыктинской зоной газонакопления в Иркутской области, где в настоящее время объем стоящих на государственном балансе запасов газа превышает 3 трлн. м³.

Геологоразведку на Абаканском участке начали в мае прошлого года, в феврале 2009г. получили первый приток газа. Расчетные запасы месторождения составляют около 58 млрд.м³. Согласно анализу проб,



газ состоит из метана (83%), гелия и азота.

ООО «Газпром добыча Красноярск» собирается начать строительство 11 скважин. В планах предусматривается увеличение объемов сейсморазведочных работ на 30-35%.

В 2008г. было открыто Шушукское месторождение. ООО «Харьяга» поставила на государственный баланс извлекаемые запасы углеводородов по Шушукского ЛУ по категориям C₁C₂ - более 14,5 млн. т. и газа - более 15 млрд. м³. Прирост извлекаемых прогнозных ресурсов кат. Д_{1л} на лицензионных участках ООО «Харьяга» составил более 30 млрд. м³. Досрочно прекращено по инициативе недропользователя ООО «Харьяга» право пользования Колымовским участком недр.

В Эвенкии были выполнены работы по газогеохимической съемке на Аявинском и Желиндукомском лицензионных участках и проводились работы по интерпретации полученных данных. Кроме того, были проведены работы по гелиевой съемке в пределах Терско-Камовского участка. Также были составлены программы поисково-оценочных работ на лицензионных участках данного региона и разработан проект бурения поисково-оценочных скважин.

ООО «Межрегионтопком» проводит ГРП на Мукуйско-Енгидинском, Бугариктинском, Чандашеминском, Южно-Вельминском и Верхнепитском ЛУ в Северо-Енисейском районе края. На Бугариктинском лицензионном участке идет бурение поисково-оценочной скважины. Параллельно ведется бурение трех поисково-оценочных скважин: Енгидинская 1 на Мукуйско-Енгидинском ЛУ, Чандашеминская 1 на Чандашеминском ЛУ и Ирнчиминская 1 на Южно-Вельминском ЛУ.

Основные перспективы открытия новых крупных месторождений связаны с Ангарской зоной складок (Берямбинский, Имбинский и др. участки), восточным и западным флангами Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления, расширением перспектив Оморинской площади.

В последнее время научно-исследовательскими организациями Красноярска и Новосибирска дан прогноз о высоких перспективах открытия крупных газоконденсатных месторождений в Присяно-Енисейской НГО. Поиск нефти и газа расширяют на всю южную часть Тунгусской синеклизны. Интерес представляет нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба и шельфы Карского моря и моря Лаптевых. ✓



Добыча

Раздел рынка откладывается

Добычу углеводородного сырья в режиме пробной эксплуатации скважин в крае для собственных нужд и нужд муниципальных образований осуществляют ООО «Таймура», ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», ОАО «ВСНК» и ЗАО «Ванкор-нефть».

Основными же добывающими предприятиями являются ОАО «Норильскгазпром» и ООО «Таймыргаз». Объемы добычи определяются потребностями Запоярного филиала ОАО «ГМК «Норильский никель» и ЖКХ городов Норильск и Дудинка.

К 2010г. согласно Восточной Газовой Программе



(сценарий «Восток-50») ежегодная добыча и потребление края должны составить 4,5 млрд. м³, из них Норильский район 4 млрд. м³, юг края 0,5 млрд. м³. С 2020г. согласно плану программы должна начаться добыча газа на Юрубчено-Тохомском НГКМ в объеме 2,2 млрд. м³ в год. Таким образом, к 2020г. добыча газа на юге края планируется программой в размере 4,8 млрд. м³.

ОАО «НК «Роснефть» планирует начать разработку первоочередного участка Юрубчено-Тохомского месторождения уже в 2010г. Особенностью месторождения является высокая насыщенность нефти растворенным в ней попутным газом. Таким образом, проблема утилизации газа встает уже на самом первом этапе. Компания планирует построить нефтепровод от месторождения до магистральной системы ОАО «АК «Транснефть». Что же касается газа, то в первые три года планируется закачать обратно в пласт 2,5 млрд. м³ гелиесодержащей смеси.

Несмотря на то, что в ближайшие годы не планируется добыча газа из газовых шапок месторождения, увеличение добычи нефти на втором этапе до 7,5 млн. т., а далее до 10 млн. т в год, неизбежно приведет к значительному росту объемов добычи попутного газа. Проблему утилизации газа в дальнейшем планируется решать путем строительства объектов внешнего транспорта газа. Свободный газ месторождения в ближайшее время добывать не планируется.

Дочерние компании ОАО «Газпром» запланированную Программой добычу газа связывают прежде всего с Собинским месторождением. ООО «Газпром добыча Красноярск» планирует приступить к обустройству месторождения, включая строительство мини-НПЗ и

нефтебазы в Усть-Илимске в конце 2009г. На конец 2010г. запланировано начало эксплуатации первоочередного участка. Начало промышленной добычи газа предполагается с 2014г.

В 2016г. ООО «Газпром добыча Красноярск» планирует начать промышленную добычу газа на Абаканском газовом месторождении. Для того чтобы запустить месторождение в промышленную эксплуатацию, нужно иметь запасы категории С₁ в объеме как минимум 3 млрд. м³. На сегодня прогнозные запасы этого месторождения — около 7 млрд. м³, в том числе по категории С₁ — до 750 млн. м³.

В планах создать «пояса месторождений» юга Эвенкии и Приангарья, которые составят единую систему с Собинским месторождением. Топливо с Собинского месторождения будет частично использоваться для обогрева эвенкийских поселков, в частности, п. Ванавара.

В 2011-2012 гг. ОАО «НГК «Славнефть» планирует приступить к добыче нефти на Курумбинском месторождении. Однако компания не планирует добывать газ на Курумбинском и Терско-Камовском участках. Попутный нефтяной газ, который будет получен в результате добычи нефти, включая прорывной газ газовой шапки, предполагается использовать для увеличения нефтеотдачи, а также для технологических нужд и в качестве топлива для автономных газовых электростанций, обеспечивающих объекты инфраструктуры и добычи нефти.

Администрация края разрабатывает свои планы развития нефтегазового комплекса на территории края. В частности утверждены «Стратегия создания нефтегазового комплекса для ускорения социально-экономического развития Красноярского края (постановление совета администрации Красноярского края от 10.04.2006г. N 80) и «Ведомственная целевая программа развития добычи сырой нефти и природного газа на территории Красноярского края на период



2007-2010гг.» (распоряжение правительства Красноярского края 27.11.2008г. N 461-р). Планы по добыче газа Администрации края выглядят более оптимистично, чем планы Восточной Газовой Программы - к 2020г. планируется добывать порядка 25 млрд. м³ ежегодно.

Добыча газа на юге края сдерживается неразвитой газотранспортной и газоперерабатывающей инфраструктурой. Именно с этим связаны столь далекие сроки ввода в промышленную эксплуатацию газовых месторождений. ✓

Газопереработка

Бизнес, который никому не нужен

Газ месторождений края имеет сложный компонентный состав, поэтому на повестке дня остро стоит задача комплексной оценки эффективности извлечения и переработки содержащихся в нем полезных веществ. Требуется экономическое обоснование строительства газоперерабатывающего и газохимического производства. Координатором создания газоперерабатывающих мощностей на Востоке страны назначено ООО «Газпром переработка». Компания ведет подготовку обоснования инвестиций по созданию центра газохимической и газоперерабатывающей промышленности. Работу планируется закончить в 1 кв. 2010г. На данном этапе специалисты ОАО «Газпрома» рассматривают три варианта размещения центров переработки: Канск, Богучаны и пос. Нижняя Пойма.

Наиболее вероятной площадкой размещения газохимического производства называют район Богучан. Ввод в эксплуатацию Богучанского комплекса планируется в 2014г, однако на сегодня проект находится в стадии подготовки документации, и его реализация еще не началась. Ориентировочная

стоимость строительства, по данным администрации края, составляет 52 млрд. руб.

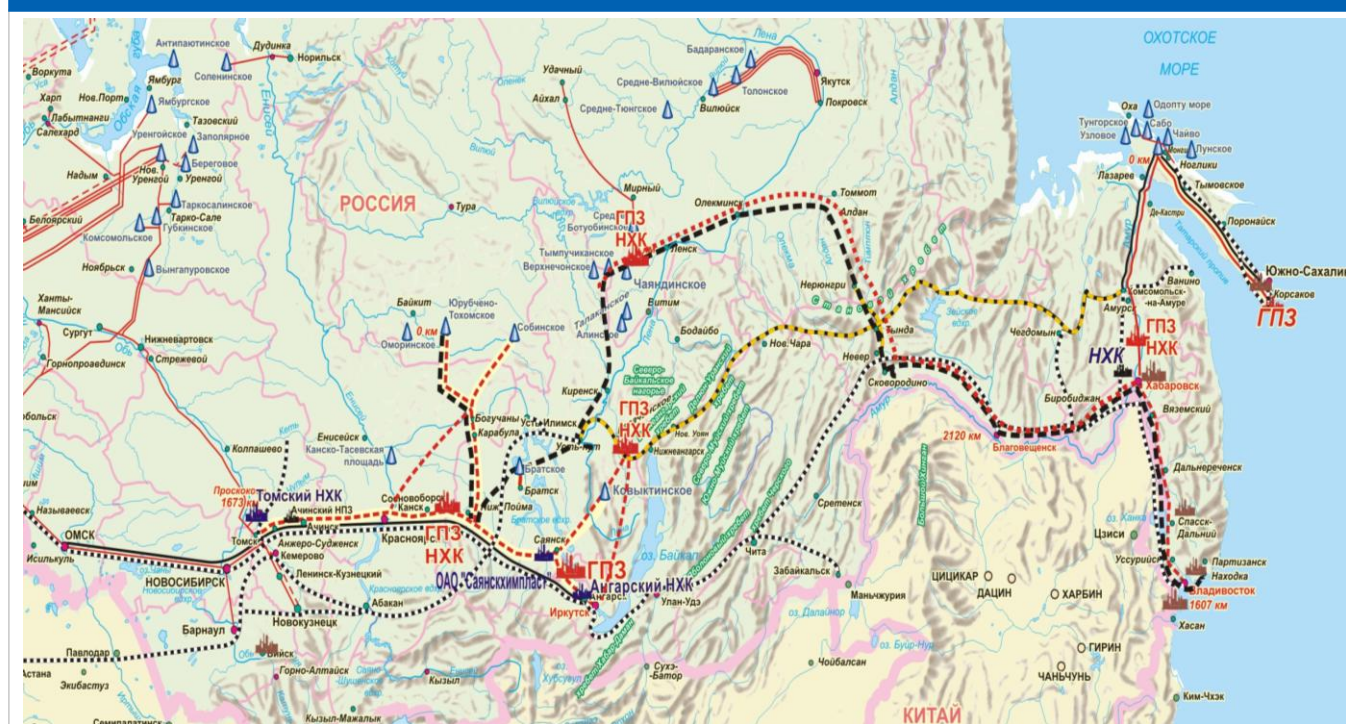
ОАО «СИБУР Холдинг» предлагает развивать газопереработку по иному сценарию. По мнению этой компании, единый газохимический комплекс целесообразно строить в Иркутской области, куда и направлять на переработку все ценные фракции, которые есть в составе месторождений Красноярского края. При этом ОАО «СИБУР Холдинг» готов делить с партнерами как инвестиционные риски, так и продукцию переработки. Компания претендует на жидкие фракции для организации химических производств и готова делиться сухим отбензиненным газом для передачи его ОАО «Газпром».

Отдельным вопросом, требующим решения, является проблема утилизации гелия. Гелий является стратегическим сырьем и по мнению некоторых экспертов будет востребован в долгосрочной перспективе. Однако на сегодня отсутствует сколь-нибудь значительный не удовлетворенный спрос на рынках этого продукта. Таким образом, отсутствует источник ресурсов для реализации

государственной задачи рационального использования недр. Государство не позволяет сжигать гелий вместе с метаном, но и не готово пока финансировать проекты по выделению и подземному хранению гелиевого концентрата.

ОАО «НК «Роснефть» проводило предварительное исследование вопроса выделения гелия из попутного газа Юрубчено-Тохомского месторождения. По предварительным оценкам объем инвестиций в технологические установки для выделения товарного гелия из ПНГ составляет 400 млн. долл. при годовой мощности переработки в 1,5 млрд. м³ газа. Вердикт экономистов - затраты на выделение гелия при этом не окупаются. Тем не менее ООО «ТомскНИПИнефть» в настоящее время разрабатывает «Концепцию комплексной программы утилизации газа и развития газотранспортной системы Красноярского края и Иркутской области ОАО «НК «Роснефть» на период до 2035г.», в которой предлагаются в том числе варианты решения «гелиевого вопроса». Ориентировочный срок окончания работ - конец 2009г. ✓

Ожидаемая схема размещения новых объектов переработки газа по ВГП



Транспорт / Потребление

Газопроводы индивидуального пользования

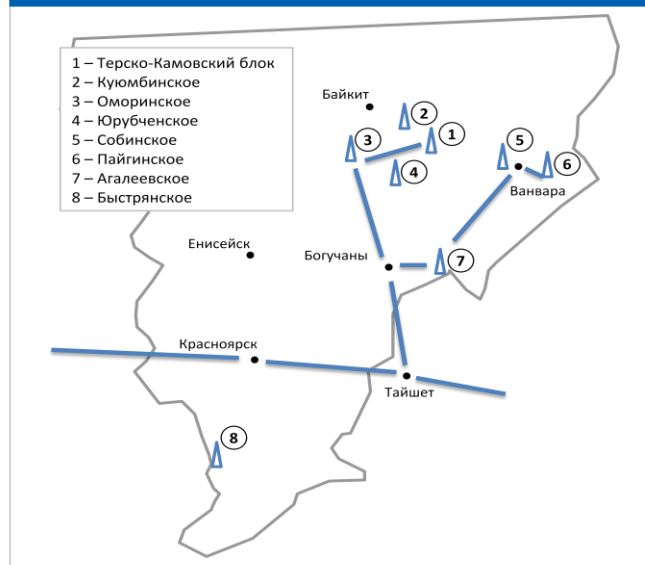
Ключевым фактором развития газопроводного транспорта на юге края является взаимное географическое расположение открытых месторождений и потенциальных центров потребления газа. Уникальные запасы Восточной Сибири компенсируются необходимостью транспорта этих запасов на значительные расстояния. Поэтому на первом этапе наиболее реалистичным представляется строительство небольших газопроводов от месторождений до локальных потребителей края.

Так в ближайших планах администрации края связать газопроводами Юрубчен и Оморинское месторождения (50 км), Пайгинское и Собинское месторождения (100 км), Собинское и Агалеевское (260 км), и лишь затем строить нитки Оморинское — Богучаны (250 км); Агалеевское — Богучаны (90 км); Богучаны — Нижняя Пойма — Тайшет; Тайшет — Проскоково (800 км).

В рамках региональной программы «Комплексное развитие Нижнего Приангарья», финансируемой за счет средств Инвестиционного фонда России, этот инвестиционный проект носит название «Поэтапное строительство нефтегазотранспортной инфраструктуры». Оптимальным вариантом реализации данного проекта считается смешанная схема совместного финансирования со стороны федерального бюджета и компаний-недропользователей в рамках частно-государственного партнерства.

Тем не менее реальные сроки ввода трубопроводов следует привязывать к проектам разработки соответствующих месторождений, поскольку экономическая

Планы администрации края по строительству газопроводов на юге края



окупаемость инвестиций в инфраструктуру напрямую зависит от полноты ее использования. С другой стороны, эффективное использование углеводородного потенциала края требует транспорта добытого газа в места переработки, и организации потребления. Не исключено, что в перспективе газ будет поставляться в соседние области (Иркутск, Томск) и даже на экспорт, в одном потоке с газом Иркутского центра добычи. ✓

Газпром создаст потребление

Уровень газификации края сжиженным газом составляет 31,2%, в том числе в городах — 23%, в сельской местности — 57,6%. Природный газ в настоящее время поставляется только в Норильском промышленном районе.

В 2007г. ОАО «Газпром» и администрация Красноярского края подписали договор о газификации. Договор предполагает разработку и утверждение документов, способствующих развитию газового хозяйства региона, в частности: инвестиционного проекта газоснабжения и газификации Красноярского края; региональной программы энергосбережения; программы по переводу автомобильного транспорта и сельскохозяйственной техники на компримированный и сжиженный природный газ.

В соответствии с договором, инвестиционный проект будет включать Генеральную схему газоснабжения и газификации края, бизнес-план строительства перво-

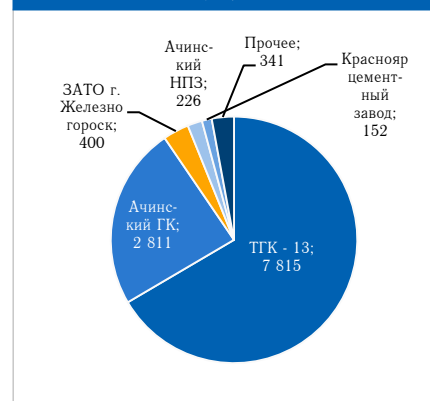
очередных объектов газификации, обоснование эффективности и очередности строительства объектов газификации, программу внедрения современного газоиспользующего оборудования с целью повышения эффективности газопотребления, предложения по использованию альтернативных источников газоснабжения, в том числе сжатым и сжиженным природным газом.

Практически все крупные города и районные центры юга края испытывают дефицит тепла, экономически эффективно ликвидировать который традиционными методами не представляется возможным. Комплексный подход к газификации позволяет решить эти проблемы. Не везде целесообразно прокладывать магистральные газопроводы. Использование продукции ГПЗ - сжиженных углеводородных газов, возможностей сжижения метана на газораспределительных станциях, новые технологии производства жидких синтетических топлив —

все это позволит сбалансировано решить энергетические проблемы региона и обеспечить добычные проекты потребителями.

Основными потребителями газа, помимо газохимических производств, вероятно могут стать тепловые электростанции (например ТЭЦ ЗАТО г. Железногорска), Ачинский глиноземный комбинат, крупные промышленные предприятия города Красноярска. ✓

Возможные потребители газа, млн. м³



Регион в Восточной Газовой Программе

ВГП: Красноярский центр газодобычи

Раздел: Ресурсная база развития

Программа рассчитывалась исходя из следующих ключевых предпосылок: запасы свободного газа ABC_1 – 373 млрд. m^3 , C_2 – 1,0 трлн. m^3 (средняя степень разведанности - 1,7%).

Юрубчено-Тохомское НГКМ: запасы свободного газа C_1 – 120,0 млрд. m^3 , C_2 – 589,8 млрд. m^3 . Газ содержит метана 83,0 %, гомологов метана 11,0%, азота 6,0%, гелия 0,18%. Потенциальное содержание в пластовом газе фракций C_5+ в 134 г/ m^3 .

Куюмбинское НГКМ: запасы свободного газа C_1 – 9,7 млрд. m^3 , C_2 – 168,8 млрд. m^3 . Состав газа: метана 80,0%, гомологов метана 15,5 %, азота 8,7 %.

Оморинское ГКМ: запасы газа категории C_1 - 4,8 млрд. m^3 , C_2 – 4,0 млрд. m^3 . Содержание метана в газе 78,8%, гомологов метана 11,4%, азота до 9,8 %.

Собинское и, примыкающее к нему, Пайгинское НГКМ. Общие запасы свободного газа C_1 – 147,5 млрд. m^3 , C_2 – 19,7 млрд. m^3 . Свободный газ содержит: метана 75,0%, гомологов метана до 7,1%, азота 28,1%, гелия до 0,58%.

Начальные суммарные ресурсы региона 14,6 трлн. m^3 (Красноярский край и Эвенкия). Ресурсы свободного газа категории C_3 – 3,1 трлн. m^3 , в том числе невоскрываемых пластах месторождений – 1,0 трлн. m^3 , на перспективных площадях нераспределенного фонда – 2,1 трлн. m^3 .

Наиболее крупные ресурсы сво-

бодного газа категории C_3 : Берямбинская площадь – 748,0 млрд. m^3 , Хурунгдинская площадь - 441,3 млрд. m^3 , Терско-Камовское (южная часть) - 239,5 млрд. m^3 и Юрубчено-Тохомское (центральный блок) - 178,6 млрд. m^3 .

Раздел: Планируемые показатели ГРП

К 2030г. планировалось прирастить 2,5 трлн. m^3 газа. Для этого необходимо пробурить – 1,5 млн. м скважин и освоить затраты на ГРП в размере 78,6 млрд. руб. (в ценах 2006г.).

Раздел: Добывные возможности базовых месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока

Красноярский центр газодобычи планируется организовать на базе Собинско-Пайгинского и Юрубчено-Тохомского месторождений. Ввод Собинско-Пайгинского месторождения в эксплуатацию увязывается со сроками разработки Юрубчено-Тохомского месторождения, исходя из транспорта газа по единой трубопроводной сети. В дальнейшем, для поддержания уровней добычи газа, в разработку могут быть вовлечены месторождения Оморинское, Куюмбинское, Агале-евское и другие. Однако освоение залежей базовых месторождений возможно только «за пределами 2010г.». Более поздние сроки освоения газовых залежей указанных месторождений обусловлены их геологическими особенностями, требующими первоначального освоения нефтяных залежей с целью максимального извлечения жидких углеводородов.

Максимальный уровень годовой добычи газа по рассматриваемым месторождениям – 17,7 млрд. m^3 , в том числе по Юрубчено-Тохомскому – 10,3 млрд. m^3 , Собинско-Пайгинскому – 7,7 млрд. m^3 . По мере проведения ГРП на территории юга Красноярского края в период после 2015г. в разработку могут быть введены дополнительные ресурсы газа, что позволит довести добычу до 25 млрд. m^3 /год к 2030г.

Раздел: Сценарии спроса на газ в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока

Программа рассчитывалась исходя из следующих ключевых предпосылок: запасы свободного газа ABC_1 – 373 млрд. m^3 , C_2 – 1,0 трлн. m^3 (средняя степень разведанности - 1,7%).

Раздел: Распределение и использование газа

Природный газ останется конкурентоспособным по отношению к углю при цене примерно в 1,6 раза выше цены угля в пересчете на 1 тонну условного топлива. Таким образом, газ не вытесняет уголь с рынка топливно-энергетических ресурсов.

Раздел: Формирование балансов добычи и потребления газа Восточной Сибири и Дальнего Востока

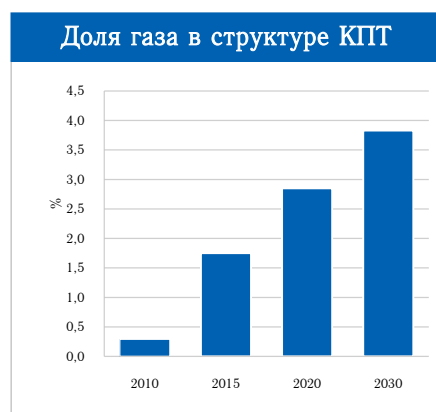
Сценарий «Восток» - 50 (целевой) предусматривает добычу газа в Красноярском центре газодобычи в объемах, обеспечивающих потребности края и технологические нужды газопровода (до 5,4 млрд. m^3 /год к 2030 г.).

Сценарий с вариантом интенсивного внутреннего потребления предусматривают дополнительную подачу газа на газохимические комплексы: с 2017 г. в объеме 3,0 млрд. m^3 в год на ГХК в Красноярском крае.

Раздел: Оценка конкурентоспособности российского газа на внутреннем и внешнем рынках

Наличие собственной добычи угля в крае, цена на который является одной из самых низких в Восточной Сибири, обуславливает относительно низкую конкурентоспособность поставок газа в данный регион. Тем не менее, преобладание промышленности (металлургия, электроэнергетика и др.) в валовом региональном продукте, а также потребности коммунально-бытового сектора и экологические преимущества газа будут способствовать увеличению объемов потребления газа в крае и его конкурентоспособности по

Продолжение на 11 стр. ➤



Регион в Восточной Газовой Программе

ВГП: Красноярский центр газодобычи (начало на стр. 10)

сравнению с углем в долгосрочной перспективе.

Раздел: Концептуальные предложения по созданию перерабатывающих мощностей в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке

На базе добываемого углеводородного сырья Собино – Пайгинское НГКМ и Юрубчено-Тохомское НГКМ других перспективных объектов края могут быть созданы новые газоперерабатывающие предприятия. Отметим, что весь объем добываемого газа и конденсата должен перерабатываться на ГПЗ с извлечением компонентов C_2+ и C_3+ .

Раздел: Перспективы создания ПХГ в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке

Перспективы создания ПХГ на юге в края следует связывать только с южными районами Приенисейской части Западно-Сибирской низменности - в водоносных пластах к северу от г. Ачинск. Необходима постановка тематических и 2D сейсмических работ в этом регионе. В случае положительного результата поисковых работ возможно создание ПХГ с активной емкостью до 800 млн.м³.

Раздел: Этапы освоения газовых ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока

Формально 4 этапа рекомендуемого варианта Программы для юга края выглядят следующим образом:

I этап (2007-2009гг.) Начало строительства газопровода от месторождений Красноярского края до г. Красноярск.

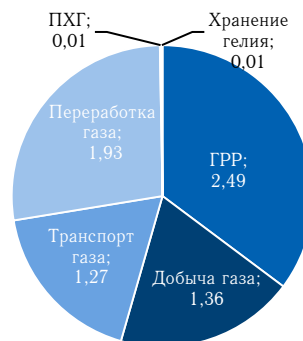
II - III этап (2010-2015гг.) Продолжаются вводы газотранспортных мощностей, начало строительства которых предусмотрено на 1 этапе, для увеличения объемов поставок газа российским потребителям.

IV этап (2016-2030гг.) Ввод в эксплуатацию Юрубчено-Тохомского НГКМ.

Раздел: Оценка потребности в инвестициях на реализацию Программы

Для строительства объектов в крае потребуется 709 млрд. рублей. Капитальные вложения в газораспределительные сети предполагаются в объеме от 40

Потребности в капитальных вложениях в региональном разрезе (млрд. долл. США)



Структура потребления газа в 2030 году



до 120 млрд. рублей.

Потребность в капитальных вложениях в региональном разрезе составит (млрд. долл. США) потребует всего 7,07 млрд. долл. США.

Выручка от реализации газа на юге края (по конкурентоспособным ценам) за период до 2030г. составит 2,4 млрд. долл. США. ✓

Статистика мониторинга

Параметры мониторинга

ГРП Глубокое бурение, тыс. м			
	2007	2008	2009п
Параметрическое	-	-	-
Поисковое	21	40	30
Разведочное	34	33	11

ГРП Глубокое бурение, тыс. руб. за м			
	2007	2008	2009п
Параметрическое	-	-	-
Поисковое	89	115	
Разведочное	83	103	

ГРП Сейсморазведка			
	2007	2008	2009п
2 D, пог. м	7 302	7 412	9 170
3 D, км ²	746	1 235	1 125

ГРП Сейсморазведка			
	2007	2008	2009п
2 D, (тыс. руб./пог. м)	0,23	0,32	0,31
3 D, (тыс. руб./км ²)	0,89	0,95	1,00

Транспорт			
Проект	Длина, км	Расчетный объем подачи газа млрд. м ³ газа	Срок запуска
Ванкор — Южно-Русское	150	2,0	2012
Юрубчен — Оморинское	50	12,0	2012
Пайгинское — Собинское	100	3,0	2012
Собинское — Агалеевское	260	9,0	2014
Оморинское — Богучаны	250	17,0	2014
Агалеевское — Богучаны	90	15,0	2014
Богучаны — Нижняя Пойма — Тайшет	300	27,0	2015
Тайшет — Просоково	800	12,0	2020

Запасы газа	млрд. м ³		
	ABC ₁ *	C ₂ *	C ₃
ОАО «Таймыргаз»	239,6	14,7	-
ООО «Красноярскгаздобыча»	145,5	31,7	748,0
ОАО «ВСНК»	129,6	353,2	687,1
ЗАО «Ванкорнефть»	85,2	20,4	28,0
ООО «Тагульское»	23,3	119,9	43,4
ОАО «Сузун»	18,3	-	-
ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»	27,4	191,6	209,9
ОАО «Норильскгазпром»	9,0	0,1	-
ОАО «ЭТЭК»	8,3	0,1	17,3
ОАО «НК «Роснефть»	1,8	121,9	264,9
ОАО «Газпром»	-	-	16,0
Распределенный фонд	688,0	853,8	2 014,6
Красноярскнедра	125,4	115,7	1 476,8
Всего	813,4	969,4	3491,4

* Данные на 01.01.2008г.

Статистика мониторинга

Параметры мониторинга

Лицензии						
Лицензия на участок	Вид	Компания	C ₁ млрд. м³	C ₂ млрд. м³	Ресурсы млрд. м³	Описание
Собинский участок	НР	Газпром добыча Красноярск, ООО	138,7	19,6	114,6	подготовлено к освоению
Юрубченский блок	НР	Восточно-Сибирская нефтяная компания, ОАО	128,5	255,	338,9	геологоразведка
Куомбинский блок	НР	Славнефть-Красноярскнефтегаз, ООО	21,2	141,9	205,7	геологоразведка
Шушукский участок	НП	Харьяга, ООО	15		30	
Пайгинский участок	НЭ	Эвенкийская топливно-энергетическая компания, ОАО	8,7	0,1	13,5	
Терско-Камовский участок (св)	НР	Славнефть-Красноярскнефтегаз, ООО	6,3	49,7	175,5	геологоразведка
Оморинский участок	НР	Газпром добыча Красноярск, ООО	4,9	4	57	геологоразведка
Терско-Камовский участок (юж)	НР	Нефтяная компания Роснефть, ОАО	1,8	122	313,3	геологоразведка
Имбинский участок	НР	Газпром, ОАО	1,2	12,672	28,4	
Агалеевская площадь	НР	Востсибнефтегаз, ОАО	1,03	97,837	508,5	геологоразведка
Берямбинское месторождение	НН	Газпром добыча Красноярск, ООО			748	геологоразведка
Аявинский участок	НР	Нефтяная компания Роснефть, ОАО			383,29	геологоразведка
Чамбинский участок	НР	Славнефть-Красноярскнефтегаз, ООО			236,8	
Араканский участок	НР	Газпром, ОАО			203	
Кулиндинский участок	НР	Нефтяная компания Роснефть, ОАО			200	геологоразведка
Таимбинский участок	НР	Газпром, ОАО			145,1	
Юдоконский участок	НР	Газпром, ОАО			153	
Тэтэрский участок	НР	Газпром, ОАО			150	
Кординский участок	НР	Славнефть-Красноярскнефтегаз, ООО			132,9	
Туколано-Светланинский участок	НР	Славнефть-Красноярскнефтегаз, ООО			128,2	
Абракупчинский участок	НР	Славнефть-Красноярскнефтегаз, ООО			115	
Ильбокичский участок	НР	Газпром, ОАО			102,43	
Абаканский участок	НР	Газпром, ОАО			100	
Чулаканский участок	НР	Эвенкийская топливно-энергетическая компания, ОАО			75	
Придутский участок	НП	Красноярскгазпром, ОАО			66,5	
Сользаводской участок	НР	Газпром, ОАО			63,46	
Карабульский участок	НР	Газпром, ОАО			56	
Верхнеманзинский участок	НР	Газпром, ОАО			48	
Байкитский участок	НР	Славнефть-Красноярскнефтегаз, ООО			46,6	
Троицкий участок	НР	Газпром, ОАО			45	
Подпорожный участок	НП	Славнефть-Красноярскнефтегаз, ООО			45,8	
Верхнепитский участок	НР	Межрегионтопком, ООО			20	геологоразведка
Мукуйско-Енгидинский участок	НП	Межрегионтопком, ООО			20	
Бугариктинский участок	НП	Межрегионтопком, ООО			20	
Южно-Вельминский участок	НП	Межрегионтопком, ООО			20	
Чандашеминский участок	НП	Межрегионтопком, ООО			20	
Оскобинский участок	НР	Нефтяная компания Роснефть, ОАО			11,86	геологоразведка
Джелиндуконский участок	НР	Нефтяная компания Роснефть, ОАО			2,19	геологоразведка
Бирюсинский участок	НП	Газпром, ОАО				
Чунский участок	НП	Газпром, ОАО				
Северо-Кетский участок	НП	Газпромнефть-Ангара, ООО				
Среднетаймуринский участок	НР	Газпромнефть-Ангара, ООО				
Белякский участок	НП	Харьяга, ООО				
Исчухский участок	НП	Харьяга, ООО				
Сейсморазведочный участок	НП	Харьяга, ООО				
Берямбинский участок	НП	Газпром добыча Красноярск, ООО				
Западно-Лодочный участок	НП	Нефтяная компания Роснефть, ОАО				геологоразведка
Восточно-Лодочный участок	НП	Нефтяная компания Роснефть, ОАО				геологоразведка
Нижнебайхский участок	НП	Нефтяная компания Роснефть, ОАО				геологоразведка
Лебяжий участок	НП	Нефтяная компания Роснефть, ОАО				геологоразведка

Статистика мониторинга

Параметры мониторинга (продолжение)

Перечень объектов, предполагаемых для предоставления в пользование в 2009 г			
Номер участка на схеме	Название лицензируемого участка	Ресурсы млрд. м ³	Площадь км ²
39	Лаушкардинский	161,2	4474
51	Терянский	152,8	3875
82	Нижневельминский	124,0	3985
85	Северо-Чунский	110,0	4243
37	Тамышский	107,1	3520
38	Мундукшинский	98,1	2941
52	Еломовский	93,0	2683
83	Нижнеенгинский	90,0	3281
47	Паимбинский	80,0	3339
86	Хэтэkitский	74,0	3683
35	Мадашенский	73,9	1628
84	Нижнекондроминский	72,0	2437
87	Южно-Чунский	72,0	2296
94	Кимчунский	68,0	2706
93	Калирюнский	64,0	4324
92	Гуткэнэнский	62,0	3553
36	Пуньский	61,3	1720
45	Янготойсий	60,6	3018
91	Бурный	59,4	4109
46	Чункунский	57,2	3239
19	Пановский	55,0	2895
15	Нижнемадашенский	49,7	1663
89	Едарминский	35,0	2643
90	Восточно-Чадобецкий	35,0	2525
63	Еробинский	30,9	4183
88	Западно-Чадобецкий	24,5	1652
64	Гаиндинский	17,3	2647
41	Катский	23,8	2586
42	Юраченский	17,4	2889
44	Кимчуканский	24,8	1389

Объекты, предполагаемые для предоставления в пользование в 2009 г

