

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ «МИСиС»

На правах рукописи

ГОРН Евгений Викторович

**РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКИХ ОСНОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ
УГЛЕДОБЫВАЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВ С КОГЕНЕРАЦИОННЫМИ
ТЕХНОЛОГИЯМИ**

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Специальность 25.00.21 – «Теоретические основы проектирования
горнотехнических систем»

Научный руководитель:
проф., докт. техн. наук Агафонов Валерий Владимирович

Москва 2020

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4-7
ГЛАВА 1 СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ КОГЕНЕРАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ГОРНОМ ДЕЛЕ	
1.1 Анализ тенденций и закономерностей использования стирлинг – и когенерационных технологий в мире, тренды и перспективы.....	8-23
1.2 Анализ основополагающих принципов проектирования и внедрения альтернативных вариантов когенерационных технологий генерации энергоносителей в горном деле.....	24-36
1.3 Цель, идея и задачи исследований.....	37
ВЫВОДЫ.....	38
ГЛАВА 2 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ ПО СЖИЖЕНИЮ МЕТАНА И ПЕРЕВОДУ АВТОТРАНСПОРТА НА ГАЗОДИЗЕЛЬНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ	
2.1 Оценка перспектив и возможные направления развития проектных проработок по переводу автотранспорта АО «СУЭК» на сжиженный природный газ (СПГ).....	39-48
2.2 Обоснование технологии сжижения метана и выбор рациональной функциональной структуры завода по производству СПГ.....	49-81
2.3 Оценка возможных вариантов перевода всей крупно - и малотоннажной техники на газодизельный режим работы.....	82-103
ВЫВОДЫ.....	104-105
ГЛАВА 3 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ КОГЕНЕРАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ	
3.1 Анализ технических средств улавливания и утилизации метана, используемых в функциональной структуре АО «СУЭК-Кузбасс».....	106-109
3.2 Сравнительный анализ характеристик разных типов технических средств для реализации когенерационных технологий.....	110-121

3.3 Разработка практического механизма и рекомендаций по выбору оптимальной и наиболее подходящей энергоустановки когенерационной технологии для реальных условий эксплуатации.....	122-128
ВЫВОДЫ.....	129

ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ КОГЕНЕРАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ УТИЛИЗАЦИИ ЗАПАСОВ МЕТАНА АПСАТСКОГО КАМЕННОУГОЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С УСТАНОВЛЕНИЕМ РАЦИОНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

4.1. Основные составляющие для проектирования когенерационных технологий в условиях Апсатского каменноугольного месторождения.....	130-140
4.2 Обоснование проектных решений дегазации угольных пластов Апсатского месторождения и утилизации метана с установлением рациональных параметров.....	141-152
4.3 Оценка экономической эффективности и конкурентных преимуществ когенерационной технологии при освоении Апсатского газоугольного месторождения.....	153-167
ВЫВОДЫ.....	168
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	171
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	172-189

ВВЕДЕНИЕ

Функционирование угольной отрасли на современном этапе недропользования неразрывно и достаточно в сильной степени связано с проблемой диверсификации производственно-хозяйственной деятельности угледобывающих предприятий. Данный аспект обуславливает необходимость поиска нетрадиционных путей повышения их технико-экономической эффективности на базе технологий углубленной переработки угля, улавливания, каптирования и утилизации шахтного метана и отходов углеобогащения непосредственно в местах их добычи.

И здесь, с учетом вышеизложенного, главенствующее положение занимают технологии получения сжиженного метана для перевода карьерного автотранспорта на газомоторное топливо и высокоэффективные когенерационные теплоэнергетические технологии. Их использование в качестве конечной цели предполагает изменение структуры цен на конечный реализуемый продукт, где эксплуатационные издержки производства (себестоимость добычи угля) уже не рассматривается в качестве решающего фактора, а заявляется как одна из составляющих.

Следует отметить, что реализация данного направления осуществима в, первую очередь, на предприятиях, которые имеют на георесурсном балансе значительные промышленные запасы угля и шахтного газа метана, то есть классифицируются как газугольные. Актуальность такого заявленного подхода обуславливается значительным потреблением дизельного топлива и электро – и теплоэнергии самими угледобывающими предприятиями, которые постоянно вынуждены адаптироваться к их непрерывному росту и лимитированию потребления в условиях монополизации, что в конечном итоге негативно влияет на уровень операционной рентабельности предприятий.

Объектом исследования являются технологии сжижения метана, когенерационные технологии и закономерности преобразования углеродной массы в тепловую и электрическую энергию.

Предмет исследования – математическое и численное моделирование процессов стирлинг - и когенерационных технологий в условиях угольного производства.

Методы исследований. В работе заявлен и принят к использованию комплекс научных методов, включающий объектно-ориентированный анализ

исследований теоретического и прикладного плана в области проектирования горных производств с привлечением когенерационных технологий и технологий ожижения метана, методы, использующие системы поддержки принятия проектных решений, методы математического и численного, экономико-математического и имитационного моделирования, процедур многокритериальной оптимизации и ряд других для реализации вспомогательных аспектов поставленной задачи.

Основные научные положения, выносимые на защиту:

1. В современных макроэкономических условиях недропользования и проектирования технологических систем угледобывающих предприятий для формирования должного уровня технико-экономической эффективности и конкурентоспособности актуализируется научно-производственная задача инициирования интенсивного внедрения в процесс угледобычи стирлинг – и когенерационных технологий, что связано со значительными экономическими и экологическими преимуществами.

2. Концептуальные положения повышения технико-экономической эффективности угледобывающих предприятий базируются на разработанных научно-методических положениях и принципах проектирования технологических систем с использованием технологий ожижения шахтного газа метана для заправки автомобильного транспорта и использованием его в качестве первичного источника энергии в мобильных газопоршневых когенерационных ТЭЦ для выработки электрической и тепловой энергии.

3. Научно-методические положения и принципы проектирования базовых и вспомогательных элементов функциональной структуры когенерационных технологических систем диктуют использование комбинированного подхода, основанного на использовании методов многокритериальной оптимизации, системы поддержки проектных решений на основе экономико-математического моделирования и экспертных методов теории принятия сложных решений, которые формируют должный уровень синергического эффекта.

Степень достоверности и обоснованности научных положений, выводов и рекомендаций подтверждается проведенным анализом репрезентативного объема информации статистического плана о тенденциях и закономерностях создания и развития стирлинг – и когенерационных технологий в РФ и за рубежом, теоретических и практических исследованиях в области создания

методологии проектирования технологических систем когенерационных технологий, наличием, корректной адаптацией и реализацией современных методов исследований (методы многокритериальной оптимизации, системной и комплексной поддержки принятия оптимизационных решений на основе экономико-математического и имитационного моделирования, теории квалиметрии и принятия сложных решений в соответствующей постановке и пр.), проведенной верификацией и валидацией результатов исследований применительно к условиям Апсатского каменноугольного месторождения.

Новизна полученных результатов заключается в следующем:

- актуализирована необходимость разработки и адаптации к горному производству концептуальных основ методологии проектирования угольных производств с использованием когенерационных технологий, что является следствием эволюционных преобразований угольной отрасли;
- разработаны научно-методические и системотехнические принципы проектирования горных производств с использованием когенерационных технологий;
- разработана и обоснована система технологических преобразований угольной продукции в тепловую и электрическую энергию на базе когенерационных технологий;
- разработаны концептуальные основы угольно-энергетического комплекса, адаптированного к горно-геологическим и горнотехническим условиям Апсатского каменноугольного месторождения.

Научное значение работы состоит в разработке концептуальных методологических и методических, организационно-управленческих основ проектирования горных производств с использованием когенерационных технологий.

Практическое значение работы определяется в конечном итоге разработанными практическими рекомендациями в области реализации научно-методического обеспечения при проведении процедуры формирования и оптимизации элементов функциональной структуры угледобывающих производств с когенерационными технологиями, оптимизации их основных параметров и оценке технико-экономической эффективности принятых проектных решений.

Реализация выводов и рекомендаций. Представленная разработанная автором методика синтеза элементов функциональной структуры угледобывающих производств с когенерационными технологиями и оптимизации их параметров с оценкой технико-экономической эффективности качества проектных решений рекомендованы к использованию проектными отделами и управлениями угольных компаний в процессе проектирования высокорентабельных угледобывающих производств. Отдельные теоретические аспекты работы рекомендуются к использованию в рамках учебного процесса в высших учебных заведениях горного профиля при подготовке соответствующих специалистов.

Апробация результатов работы. Содержание основных научных положений, методических и методологических основ работы с результатами проведенных исследований в рамках представленной диссертации неоднократно докладывались на соответствующих секциях ежегодно проводимого в НИТУ МИСиС международного научного симпозиума «Неделя горняка» (г. Москва, 2017, 2018, 2019 гг), были представлены на VIII Международной научно-технической конференции "Инновационные направления в проектировании горнодобывающих предприятий" (Санкт-Петербург, 2017г.). По мере написания диссертации основополагающие составляющие теоретических и практических исследований представлялись в форме научных докладов на семинарах кафедры «Геотехнологии освоения недр» Горного института НИТУ МИСиС (Москва, 2017-2018 гг.).

Публикации. Степень опубликованности теоретических и практических результатов работы подтверждается 16 научными публикациями: 15 - в изданиях соответствующего шифра специальности 25.00.21, которые входят в список, рецензируемых ВАК Минобрнауки РФ и 1 - систему цитирования SCOPUS.

Структура работы. Структура диссертации представлена введением, четырьмя главами, заключением, списком использованной литературы из 123 наименований, 57 таблицами и 74 рисунками.

ГЛАВА 1. СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ КОГЕНЕРАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ГОРНОМ ДЕЛЕ

1.1 Анализ тенденций и закономерностей использования стирлинг – и когенерационных технологий в мире, тренды и перспективы

В большинстве случаев разработки угольных месторождений сопутствующим георесурсом выступает газ - метан (CH_4), причем объемы его выделения в мировом масштабе оцениваются в 20-21 млрд. $\text{м}^3/\text{год}$. Значимость его учета при реализации производственных процессов угледобычи обусловлена двумя аспектами, которые нельзя не учитывать и игнорировать:

- первый аспект связан с промышленной безопасностью ведения подземных горных работ, так как этот газ при образовании взрывоопасных концентраций от 5 до 14 % метановоздушной смеси приводит к техногенным катастрофам с большими людскими и экономическими потерями ;
- второй аспект связан с экологической составляющей, так как этот газ занимает второе место в формировании парникового эффекта и разрушении озонового слоя на планете, причем его агрессивность в 20 и более раз выше, нежели первой составляющей - диоксида углерода).

Большинство разрабатываемых угольных пластов характеризуется высокой газоносностью (в среднем $45\text{м}^3/\text{т}$). По этой причине многие шахты отнесены к сверхкатегорным, работающим под угрозой взрыва метана. На глубинах более 1000 м запасы метана в регионе столь велики (6-13 трлн. м^3), что, по мнению специалистов, стоимости его и угля становятся соизмеримыми. По ресурсам угольного метана Россия занимает 3 место в мире (после Китая и Канады), опережая США.

Ежегодно в процессе добычи угля в атмосферу выбрасывается 1,5-2 млрд. м^3 метана (равнозначно 25 млн. т. CO_2), причем выделение его продолжается и после закрытия шахт.

Все вышеизложенное является основой для возникновения нескольких проблемных составляющих угледобычи.

Первая проблемная составляющая связана с учетом необходимости обеспечения должного уровня промышленной безопасности ведения подземных горных работ с учетом роста природной метанообильности угольных пластов с одновременным увеличением объемов его выделения, связанных с увеличением

среднединамической глубины разработки.

Вторая проблемная составляющая связана с тенденцией повышения уровня технико-экономической эффективности угледобывающих предприятий, так как газовая составляющая в сфере ее локализации и устранения оказывает непосредственное участие в снижении нагрузок на очистные забои и формировании дополнительных эксплуатационных издержек. В то же самое время во всех директивных государственных документах и программах развития угольной отрасли декларируется повышение нагрузок на очистные забои и объемов добываемого угля. В современных условиях недропользования достичь этой цели можно только при реализации ряда технологических мероприятий по дегазации и снижению газообильности угледобывающих предприятий.

Третья проблемная составляющая связана с экологическим аспектом. Как было сказано выше, метан относится к газам, формирующим парниковый эффект с преобладающей активностью по сравнению с другими газами и входит в компоненты, которые принимают непосредственное участие в процессе разрушения стратосферного озонового слоя, который защищает Землю от ультрафиолетового излучения.

Четвертая проблемная составляющая угольного метана состоит в разработке технологических и технических решений по его улавливанию, каптированию и использованию в качестве экологически чистой и эффективной энергетической составляющей с целью повышения экономического уровня угледобычи при тенденции постоянного роста цен на основные энергоносители. При сопоставлении теплотворной способности метана и угля и создании предприятий малой генерации с малыми первоначальными капитальными затратами это становится ощутимо выгодно.

Перечисленные выше проблемные составляющие напрямую диктуют необходимость реализации актуальной задачи – резкое сокращение уровня выбросов сопутствующего метана в атмосферу и его улавливание, каптирование и использование в различных сферах народного хозяйства.

В условиях глобализации мировой экономики, экономических санкций, ухудшения экологической обстановки в результате производственно-хозяйственной деятельности ряда предприятий с отходами газообразного, твердого и жидкого техногенного характера, а в конечном итоге реальной угрозы проявления техногенных катастроф такую задачу необходимо рассматривать и

реализовывать в плане реализации концепции комплексного освоения георесурсов недр с созданием и использованием так называемых экологически чистых малоотходных угольных технологий с аспектами безлюдной выемки.

На современном этапе развития научно-технического прогресса она имеет два направления реализации:

- *этап предварительного извлечения и каптирования метановой составляющей из угля;*
- *этап его последующей утилизации.*

Следует отметить, что несмотря на тот факт, что Российская Федерация занимает второе место в мире по запасам угля и связанного в нем метана, степень его извлечения и утилизации далека от требуемого уровня и существенно отстает от ведущих мировых угледобывающих стран (Китай, США, ЮАР, Индонезия, Австралия и др.). Это подтверждается тем фактом, что в России фактически утилизируется всего лишь чуть более 4% всего метана, который выделяется в процессе ведения подземных горных работ. Только ряд отдельных шахт имеют в своей функциональной структуре системы извлечения метана и технические устройства для его утилизации (как правило добытый метан используется в качестве топливной составляющей для котелен). Отчасти такая закономерность объясняется тем, что технологии промышленной добычи угольного метана имеют весьма существенные отличия от технологий промышленной добычи природного газа.

В связи с этим, вновь разрабатываемые технологии извлечения угольного метана должны быть увязаны с максимально возможным, экономически оправданным его извлечением из недр и технологиями его практического использования, при учете формирования тенденций резкого снижения его эмиссии в соответствующие слои атмосферы, и должны основываться на концепции единой технологической платформы.

Реализация данной концепции в объемах угольной отрасли требует решения целого ряда задач научного, методического, методологического, организационно-управленческого характера, причем перечень соответствующих вопросов этих задач зависит от:

- основных целевых индикаторов реализации концепции (объемы промышленной добычи экологически чистого топлива в масштабах угольной отрасли; обеспечение промышленной безопасности ведения подземных горных работ;

снижение уровня эмиссии и интенсивности разрушения озонового слоя под воздействием угольного метана, снижение парникового эффекта);

- природных особенностей источника сорбированного метана (угольные пласты, вмещающий углепородный массив, пласты-спутники, выработанное пространство и др.);
- эффективности реализации основных стадий работ по организации промысловой добычи угольного метана (стадия начальной подготовки; стадия освоения промышленных процессов технологии и наращивания объемов добычи, стадия реального воплощения в жизнь технологий переработки и утилизации угольного метана с формированием соответствующих перерабатывающих производств основного и вспомогательного характера).

Необходимо и учитывать тот факт, что в современных условиях высокопроизводительная отработка угольных пластов с высокой газоносностью невозможна без реализации и проведения специальных мероприятий по ее снижению, причем решение этой проблемы в мировой практике развивается в рамках двух основных направлений: - первое направление предусматривает элементы эффективного проветривания рабочего пространства очистных забоев путем увеличения объемов подачи свежего воздуха; - второе направление предусматривает понижение газовой составляющей путем извлечения метана из угольных пластов с помощью технологий дегазации, причем с увеличением среднединамической глубины отработки запасов угольных пластов это направление становится преобладающим.

Учитывая такие составляющие как взрывоопасность угольного метана, необходимость постоянного учета объемов каптируемого газа, контроль процессов технологических схем дегазации угольных пластов, а в конечном итоге, эффективность проветривания горных выработок, во главе обеспечения должного уровня промышленной безопасности должен находиться ***экологический мониторинг метановой составляющей угольных пластов.***

Основной целью данного мониторинга в этом случае выступает обобщающая оценка интенсивности и объемов выделения метана в соответствующие слои атмосферы Земли и регулирование основных составляющих этого процесса в рамках обеспечения соответствующего уровня промышленно-экологической безопасности.

Данный мониторинг функционально должен включать три составляющие:

- мониторинг интенсивности выделения и объемов угольного метана, который извлекается из дегазационных скважин, пробуренных с поверхности до начала промышленной разработки месторождения;
- мониторинг интенсивности выделения и объемов дегазационного метана в стадии промышленной отработки запасов месторождения;
- мониторинг интенсивности выделения и объемов метана в вентиляционных системах угольных шахт.

Существующий в настоящее время шахтный мониторинг интенсивности выделения и объемов метана имеет своей основной целью оценку степени взрывоопасности метана в сложившейся шахтной атмосфере.

Экспертные оценки МЭА оценивают общие прогнозные мировые ресурсы и дебиты газа из источников нетрадиционной направленности в 921 трлн м³, что говорит о превышении более чем в 2,2 раза ресурсных объемов газа из источников традиционной направленности (405 трлн м³) (табл. 1.1). В 70-х годах прошлого века была разработана концепция «ресурсного треугольника», которая дает визуальное представление о сопоставлении объёмов ресурсов различных видов природного газа с учётом экономической целесообразности их извлечения на современном этапе развития техники и технологии (рис. 1.1) [1].

Таблица 1.1 – Структура прогнозных мировых ресурсов природного газа
(оценка Мирового энергетического агентства)

Подвиды газовых георесурсов	Ресурсные объемы газа, трлн м ³	Доля подвида газовых георесурсов, %
1. Подвид традиционных ресурсов газа	405	30.54
2. Подвид нетрадиционных ресурсов газа	921	69.46
2.1. Подвид газа плотных песчаников	209	15.76
2.2. Подвид метана угольных пластов	256	19.31
2.3. Подвид сланцевого газа	456	34.39
Всего ресурсов газа	1326	100.00

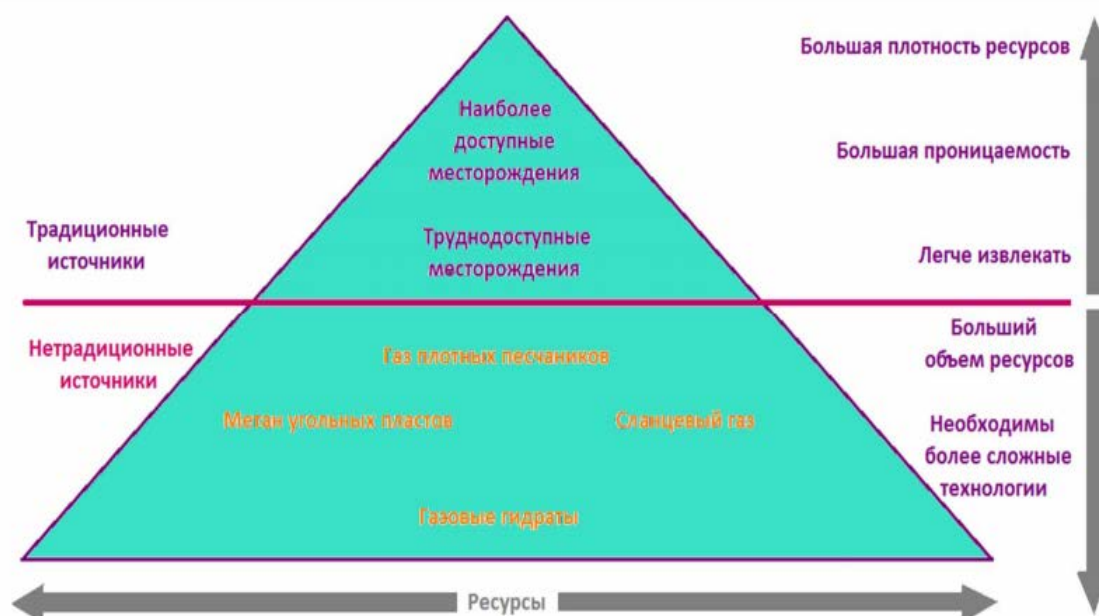


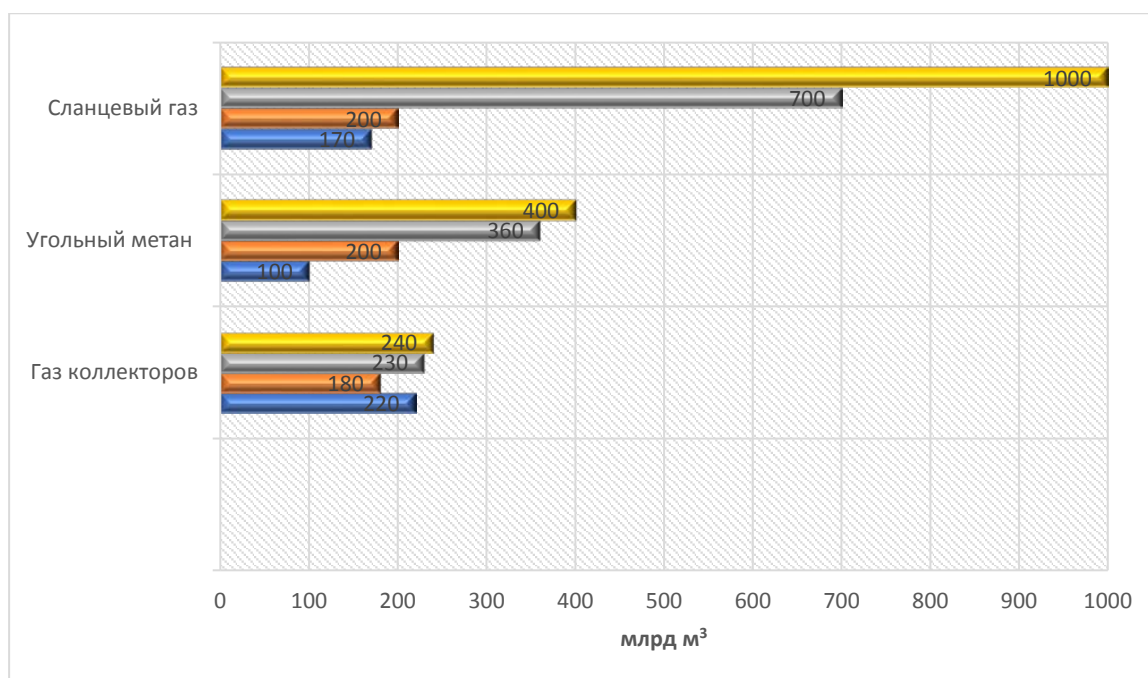
Рис.1.1 – Виды мировых газовых ресурсов

Метан угольных пластов начинает приобретать особую значимость, что подтверждается структурой мировой добычи газовых ресурсов различной направленности (рис. 1.2).

По данным МЭА объемы мировой добычи МУП к 2035 г. в соответствии с различными сценариями должны возрасти до 190–410 млрд м³ [2]. Данный аспект отражен и в основных положениях Энергетической стратегии РФ на период до 2030 г, где предусмотрено возрастание составляющей нетрадиционного газа в общем объеме газодобычи до 15 % к 2030 г.

По экспертным оценкам ведущих аналитиков в области горного дела в РФ перспективными для внедрения когенерационных технологий при утилизации метана являются угольные бассейны и месторождения, представленные в таблице 1.2 [3].

Их перспективность объясняется наличием объемной ресурсной базы, благоприятными исходными геологическими и физико-механическими составляющими (высокая газоносность, высокая проницаемость чистых угольных пачек), возможность сбыта готовой продукции крупным потребителям с небольшим плечом логистической составляющей, что предопределяет значительный социально-экономико-экологический эффект.



- уровень фактической добычи
- сценарное видение нетрадиционного газа 2035
- сценарное видение Новой политики 2035
- сценарное видение Золотых правил 2035

Рис. 1.2 – Различные сценарии мировых прогнозных объемов добычи нетрадиционных видов газа (данные Мирового энергетического агентства)

Направления использования МУП формируются непосредственно под воздействием конкретного содержания метана в метановоздушной смеси. При этом основным является фактор взрывоопасности смеси рудничной атмосферы при концентрации в ней чистого метана от 5.5 до 15 %. В связи с этим большинство проектов утилизации метана осуществляются в строгом соответствии со значениями установленных кондиций (минимально допустимая концентрация чистого метана в смеси рудничной атмосферы). Процесс утилизации угольного метана в котельных установках регламентируется в разных угледобывающих странах различными кондициями, %: так в Федеративной республике Германия этот показатель составляет – 24%, в Австралии, Чехии и Словакии, Великобритании – 40%, в Российской Федерации – 25%.

Таблица 1.2 – Прогнозные объемы ресурсов метана угольных пластов Российской Федерации, млрд м³

Бассейн, месторождение	Всего	Ресурсы в пределах горных отводов действующих шахт	Ресурсы в пределах разведываемых участков	Ресурсы на глубинных отметках до 1200м	Ресурсы на глубинных отметках 1200-1800м
Площадь Кузнецкого угольного бассейна	13085	212	12873	7448	5637
Площадь Печорского угольного бассейна	1942	26	1916	1260	682
Площадь Донецкого угольного бассейна	1178	495	683	-	-
в. т. числе площадь Восточного Донбасса	97	2	95	-	-
Площадь Буреинского угольного бассейна	105	25	80	101	4
Площадь Апсатского камееугольного месторождения	55	55	-	55	-
Площадь Сахалинского месторождения	47	5	42	45	2
Площадь Партизанского месторождения	23	8	15	15	8
Площадь Якутского месторождения	920	3	917	847	73
Площадь Зырянского месторождения	99	-	99	98	1
Итого	17454	829	16625	9869	6407
Тунгусский бассейн	20000	-	-	-	-
Ленский бассейн	6000	-	-	-	-
Таймырский бассейн	5500	-	-	-	-
Всего	48954	-	-	-	-

В связи с этим различные способы и технологии, технические средства утилизации определяют ряд требований к метану угольных пластов с параметрическими данными, которые представлены в таблице 1.3 [4].

Таблица 1.3 – Перечень требований к метану угольных пластов при различных способах его утилизации

Направление использования	Параметры				Примечание
	Содержание, %	Дебит, м ³ /мин	Влажность, г/м ³	Механические примеси	
Котельные (надслоевое сжигание)	30	13	-	-	ДКВР 10/13
Производство метанола	85	10	-	отсутствуют	При производительности установки 2500 т
Производство моторного топлива	95	18	0,009	отсутствуют	АГНКС, БКИ-250
Производство белковой массы	4	600	-	-	Получение 1т белка
Производство электричества (газовая турбина)	1.6	45	-	-	ГТС-4.5

Более 90 % метана угольного генезиса проступает в атмосферу из шахт стран с самыми большими объемами угледобычи (США, Индии, ЮАР, КНР, Австралии), далее идут шахты Германии, Чехии, Польши и стран СНГ, причем наибольшая доля каптированного метана приходится на шахты Китая, СНГ, Великобритании, США, Германии, Польши и Чехии.

Обоснование возможностей крупномасштабной промышленной добычи МУП впервые было произведено в США (70-х гг. прошлого века) [5].

В настоящий период недропользования промышленная добыча метана из угольных пластов производится в следующих штатах: Нью-Мексико, Колорадо, Юта, Монтана и Вайоминг. Превалирующая территориальная структура запасов метана угольных пластов в США представлена пятью основными бассейнами (более 90%) – Сан-Хуан (San Juan), Паудер Ривер (Powder River), Ратон (Raton), Центральные Аппалачи (Central Appalachian) и Блэк Варриор (Black Warrior)

[124]. Самый крупный бассейн с самыми большими объемами извлечения - это Сан-Хуан (север Нью-Мексико и юг Колорадо).

В общепринятом смысле основная технология добычи МУП в США представлена бурением вертикальных стволов добычных скважин с последующей интенсификацией адсорбционных процессов в угольных пластах [5]. Методы интенсификации в 80 % представлены гидравлическим разрывом пласта (ГРП), в 16–18 % – кавернообразованием (воздействие гидроимпульсного характера на пласты угля среднединамической мощности 3-8м с природной проницаемостью не менее 103.0 мкм^2), остальные воздействия представлены закачкой в массив угольных пластов диоксида углерода. Также, правда в меньших объемах, находят свое применение технологии, основанные на бурении горизонтальных, многоствольных и горизонтально-разветвлённых скважин (бассейны Аркома и Аппалачский). Затраты, связанные с реализацией таких технологий значительно отличаются от затрат на строительство вертикальных скважин, но повышенный коэффициент извлечения газа, достигающий до 92 %, позволяет компенсировать эксплуатационные издержки и выйти на приемлемый уровень рентабельности [6].

В начале восьмидесятых годов XX в. в США проводились интенсивные работы по апробации и внедрению способов «Hydrofracturing» и «Cavitation», что резко продвинуло работы по развитию способа гидравлического расчленения угольного пласта.

Процессы, происходящие в газовой промышленности США в области добычи МУП, инициировали внедрение и развитие подобных технологий в большом числе стран, что напрямую связано с дополнительными возможностями в области обеспечения энергетической безопасности.

По этому пути пошла и Канада. Согласно прогнозным данным запасы метана угольных пластов в Канаде могут достигать цифры в 12,74 трлн м^3 . Основная часть этих ресурсов сосредоточена в пределах Западно-Канадского осадочного бассейна (провинция Альберта) и в зоне Подковообразного каньона. В настоящее время в промышленных районах страны насчитывается более 20 тыс. действующих скважин.

Основной технологической особенностью извлечения МУП в Канаде является комплексный процесс бурения вертикальных и наклонно - направленных скважин. При реализации данной технологии используется метод

интенсификации газоотдачи путем пневморазрыва массива угольных пластов с последующим фонтанным способом эксплуатации, что подразумевает полное отсутствие насосного оборудования [5]. Данное обстоятельство обусловлено с отсутствием пластовой жидкости в стратиграфическом разрезе (dry coal). Технологический процесс бурения наклонно - направленных скважин осуществляется с применением колтюбинговых установок.

Австралия также пошла по пути активного развития коммерческой добычи МУП, - ресурсная база представлена месторождениями битуминозного угля, которые находятся преимущественно в штатах Квинсленд и Новый Южный Уэльс. Основу промышленного использования на внутреннем рынке составляют когенерационные технологии в целях выработки электроэнергии.

Китай начал работы по промышленному извлечению МУП около 30 лет назад, но только кардинальные меры, предпринятые в последнее время, которые заключались в выделении государственных субсидий на добычу и выработку электроэнергии с использованием МУП резко активизировали работы в этой области [7]. Прогнозные геологические запасы МУП КНР на глубине до 2000 м составляют 36,81 трлн м³, на глубине до 1500 м – 10,87 трлн м³. Наибольшие запасы сосредоточены в Ордосском, Циньшуйском, Джунгарском, Эрлянском, Турфан-Хамийском и Хайларском бассейнах [8, 9].

Интерес для промышленного освоения при современном уровне развития техники и технологий извлечения МУП представляют метановые ресурсы, расположенные на глубинах в интервале от 300 до 2000 м. со средней себестоимостью добычи около 1 юаня/м³. Рынок сбыта представлен как коммунально-бытовыми так и промышленными потребителями, большая часть задействуется когенерационными технологиями для производства электроэнергии.

В Индии прогнозные ресурсы угольного газа оцениваются в 1,9 трлн м³, из которых разведаны для промышленного освоения лишь 28,32 млрд м³ [10]. Объектом коммерческой добычи является только месторождение Раниганж в штате Западная Бенгалия. По опубликованным сведениям консалтинговой компании Ernst & Young для промышленного извлечения МУП распределено 33 лицензионных участка. Превалирующие права имеет национальная государственная компания Oil and Natural Gas Corporation (ONGC).

Страны Евросоюза сформировали к настоящему времени большие энергетические потребности, что объективно обусловило наличие высоких труднорегулируемых цен на газ и одновременно наличие развитой инфраструктуры. Данные обстоятельства привели к интенсификации работ по промышленному извлечению и утилизации метана во многих областях промышленности. В число стран, обладающих определенными достижениями в этой области, можно причислить Великобританию, Германию, Францию, Польшу, Румынию и Болгарию.

Некоторые страны, к которым можно причислить Украину, Индонезию и Вьетнам, обладающими определенными тенденциями в макроэкономической обстановке не обладают достаточными финансовыми стимулами для инициирования работ в промышленных масштабах по освоению метановых месторождений.

Что касается большинства стран Азии, Южной Америки и Южной Африки, то низкий уровень цен на газ, установленный государствами не дает возможности для запуска механизма стимуляции промышленного извлечения метана.

Исследования консалтинговой компании Ernst & Young [10] освещают основные аспекты извлечения МУП в рамках стран СНГ, в основном Украины и Казахстана. Запасы МУП на Украине оцениваются Ernst & Young в 1,7 трлн м³, а запасы МУП в Казахстане по оценке Energy Resources International составляют более чем 8 трлн м³.

Коммерческая добыча этого попутного ресурса в этих странах не отлажена, что объясняется, в основном, наличием масштабных запасов традиционных энергоресурсов.

В последнее время ситуация в Казахстане начинает меняться в связи с заявленным участием в добыче метана в форме соглашения австралийской фирмы Dart Energy (Карагандинский угольный бассейн).

В Российской Федерации интерес к промышленной разработке МУП связан с компанией ОАО «Газпром». В 2002 году ОАО «Газпром промгаз» разработало ТЭО промышленного извлечения МУП на Талдинском месторождении с утвержденными запасами метана промышленных категорий C₁+C₂ в объеме 45,7 млрд м³.

Планируются закладка эксплуатационных скважин на площади Талдинского и Нарыкско-Осташкинского месторождений с промышленным извлечением.

Бизнес-план проекта предусматривает строительство 1650 скважин и доведения уровня добычи метана до 4 млрд м³.

Проведённая оценка с использованием комплекса специально разработанных критериев позволила ранжировать перспективные объекты для извлечения МУП в Кузбассе (табл. 1.4) [11].

Таблица 1.4 – Ранжирование месторождений Кузбасса по перспективности их освоения

Места дислокации участков	Общие ресурсы метана, млрд м ³	Средневзвешенная плотность распределения, млрд м ³ /км ²
Участки первого ранга перспективности		
Площадь Распадского месторождения	357.2	2.7
Томская площадь	141.3	3.14
Ольжерасско-Тутуясская площадь	228.4	1.43
Ерунаковский район	2093.3	2.90
Талдинская площадь	95.3	2.07
Нарыкско-Осташкинская площадь	409.6	2.07
Кукшинское месторождение	281.7	2.07
Участки второго ранга перспективности		
Соколовское месторождение	482.0	2.04
Участок Караканский Южный	300.8	2.58
Участки Новоказанские	97.9	3.06
Поле шахты Ульяновская	32.0	0.68
Поле шахты Казанковская	64.0	1.09
Участки Жерновские	39.1	1.35
Ерунаковское месторождение	56.5	0.73
Участки третьего ранга перспективности		
Поле шахты Ильинская	11.4	0.49
Северо-Талдинское месторождение	120.0	1.80
Поле шахты Кыргайская	96.0	1.83
Участки Тагарышские	5.8	0.41
Поле шахты Ускатская	1.2	0.48

Определенный интерес представляют технологии извлечения метана из пространства закрытых шахт (угольный бассейн Нор-Па-де-Кале (Франция), Эно (Бельгия) и Остравско-Карвинский (Чехия)). Во Франции добыча метана производится на двух закрытых шахтах [12], где в течении 1962–1988 гг. было

извлечено 815 млн м³ метана со средним содержанием 76 %. Утилизация метана осуществлялась на местной ТЭС.

В Бельгии (г. Шарлеруа) из ряда закрытых шахт извлекается газ с содержанием метана 65–75 %, который утилизируется на ТЭЦ. В Чехии на ряде закрытых шахт Sverma, Ostrava, Hermanice и Odra метан извлекается из выработанного пространства путем бурения вертикальных скважин и использования газоотсасывающих установок.

Есть определенный опыт извлечения метана из закрытых шахт в Германии и Англии. В Германии из закрытых шахт «Анна» и «Св. Барбара» глубиной за определенный промежуток времени было каптировано 665 млн м³ газа со средним содержанием метана 50-70 %. В Великобритании отсос газа с содержанием 60 % метана связан с закрытой шахтой «Олд Бостон».

Таким образом, можно констатировать, что промышленная добыча МУП в мире имеет тенденцию развития, - наработан значительный опыт в области используемых технологических и технических решений, организационно-управленческих работ по извлечению и утилизации угольного метана, который несомненно может быть адаптирован и к российским условиям извлечения.

Исследования показали, что утилизация добытого метана может осуществляться в нескольких направлениях когенерации. В Донбассе, Кузбассе и ряде стран Европы вначале обозначили приоритет его использования для заправки парка автомобильного транспорта. Затем перешли на использование когенерационных двигателей с классом производительности между 2 и 3 МВт, которые производили электроэнергию, а образующееся тепло из охлаждающей воды и газообразных отходов использовали для коммунально-бытовых нужд.

В Кузбассе можно отметить установки по утилизации метана на шахтах «Комсомолец», «Чертинская», им. С.М. Кирова. Так, на шахте «Комсомолец» комплекс по утилизации метана состоял из газового заправщика и электрогенерирующей установки мощностью 200кВт. На шахте «Чертинская» угольный метан использовали в дизель-генераторе, который питается 16 вертикальными метанодренажными скважинами, пробуренными в выработанное пространство. Наиболее весомые технико-экономические результаты среди всех проектов утилизации метана были достигнуты на шахте им. С.М. Кирова ОАО «СУЭК-Кузбасс».

Достаточно большой опыт в области проектирования, строительства и эксплуатации сложных когенерационных систем накоплен в настоящее время на Украине. Там в промышленных масштабах развернуто производство по выпуску обслуживающего электрооборудования, созданы и функционируют специализированные центры, осуществляющие проектно-конструкторскую деятельность. Совместно с испанской компанией Синапс в качестве приоритетного направления реализуется концепция строительства мини-ТЭЦ, основанных на когенерационных и тригенерационных технологиях (совместная выработка электроэнергии, тепла и холода).

Наиболее мощная когенерационная установка в мире с ее участием с топливом шахтный метан была спроектирована и запущена в эксплуатацию в 2006 году на угледобывающем предприятии - «шахта им. А. Ф. Засядько». Проектная мощность когенерационной установки составила 36,4 МВт в электрическом эквиваленте и 35 МВт в тепловом. Техническое оснащение мини-ТЭЦ было представлено двенадцатью газопоршневыми когенерационными модулями JMS 620 производства фирмы GE JED.

В конце XXв. на шахтах Карагандинского угольного бассейна работали 15 тепловых установок по утилизации угольного метана. С 1935г. по настоящее время утилизировано 170 млн. м³ метана и сэкономлено 330 тыс. т угля. На всех шахтах утилизация осуществлялась в котельных, переоборудованных с твердого топлива на газовые горелки. Выработка тепловой энергии осуществлялась в водогрейных котлах типа ДКВР 10/13 и 6,5/13, КВТС-10, КВТС – 6 и «Бертрак». В качестве топлива использовалась метановоздушная смесь с содержанием метана не ниже 25%. В 90-е годы на шахте им. Ленина осуществляли утилизацию угольного метана для выработки электроэнергии в газогенераторе. Мощность установки доходила до 32 кВт.

В Австралии на шахтах «Tower» и «Arpin» дегазируют на глубине 500м как разрабатываемый, так и надрабатываемый пласты. Дебит дегазационных скважин доведен до 120-140 м³/мин с концентрацией метана в смеси газов 50-60%. Утилизации подлежит весь дегазируемый метан на энергосиловых установках на базе 16-цилиндровых двигателей «Катерпиллар» G3516 мощностью 1050-1150л.с. каждый и электрогенераторов CatSR4. На шахтах установлены 94 таких модульных установки на общую энергетическую мощность 94МВт.

Например, в Верхней Силезии на шахте «Крупински» осуществлен проект по утилизации шахтного метана стоимостью 15,3 млн евро. Мини-станция запущена 3.12.1997г. тепловой мощностью 3,1 МВт и электрической мощностью 2,76 МВт. Станция работает на шахтной метановоздушной смеси с концентрацией метана 50-60%. Общий КПД станции оценивается как 83,2%.

В заключение следует отметить, что объем работ по утилизации и добыче угольного метана расширяется не только за рубежом, но и в России.

1.2. Анализ основополагающих принципов когенерационных технологий горного производства

Внедрение когенерационных технологий в горное производство несет ощутимые экономические и экологические преимущества (рис.1.3).

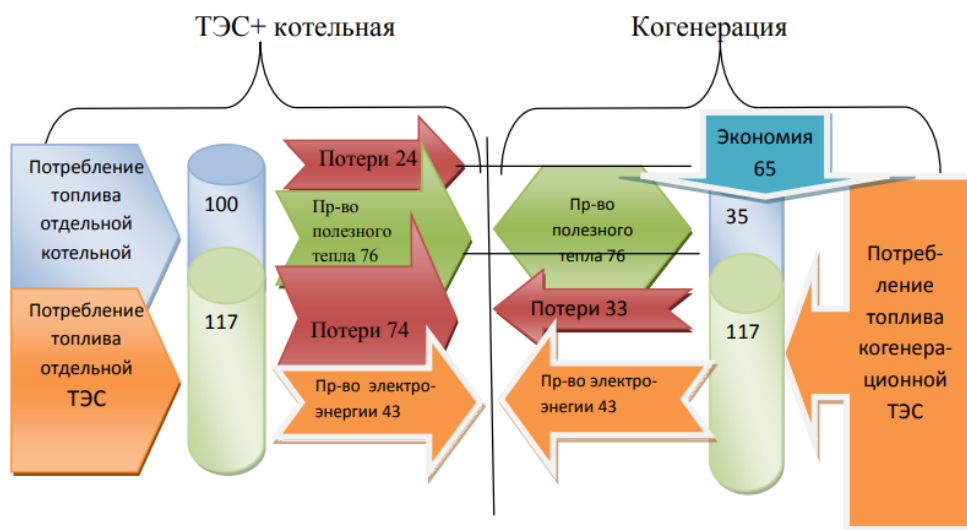


Рис.1.3 – Сопоставление основных составляющих эффективности когенерационных технологий и традиционных технологий горного производства

Приведенный рисунок показывает, что в обоих случаях производится одинаковый объем электрической и тепловой энергии. Но если принимать к рассмотрению отдельное производство, то потери в условном сопоставлении могут достигать 98 единиц против 33 единиц при использовании когенерационных технологий. При отдельном производстве эффективность использования первичного источника топлива (КПД) достигает 55% против 78% при когенерации. Это говорит о том, что когенерационные технологии требуют на 30% меньше первичного топлива при производстве одинаковых объемов продукции. В сфере рационализации природопользования это означает уменьшение выбросов загрязняющих веществ в окружающую среду на ту же величину.

Следует отметить определенный объем исследований в области внедрения когенерационных и тригенерационных технологий в различные сферы экономики страны (нефтяная и газовая отрасли, сельское хозяйство, автотранспортный сектор, энергетика и т.д.). Эти исследования связаны с такими учеными, как Бирюков А. Б., Лебедев А. Н., Онищенко С. А., Мехтиев А. Д.,

Армашова-Тельник Г.С., Бойко Е.А., Полей А. К., Борисов К. И., Тимошенко Д.В., Щеклеин С. Е., Буланин В.А., Сухих А. А., Сафин Р.Г., Дикарев П.В., Камлюк В. В., Березинец П. А., Гуляева А.В., Малая Э.М., Жарков В. Я., Войтенко И.А. и др. [56-123].

Появление когенерационных технологий в горном производстве связано с *проблемой энергосбережения, которая неразрывно увязана с вопросами обеспечения приемлемого уровня рентабельности и промышленно-экологической безопасности*. Следует отметить, что решение этой проблемы предусматривает наличие различных путей, но все они системно связаны с основными принципами диверсификации горного производства с учетом макроэкономических, отраслевых и локальных аспектов отдельных производственно-хозяйственных единиц. При этом, все большее распространение начинает получать идея комбинированного получения электрической, механической и тепловой энергии от одного топливного первоисточника (когенерационные технологии). В угольной отрасли РФ и ближнего зарубежья имеется ряд реализованных проектов с когенерационными технологиями, но как правило, они немногочисленны и не обладают соответствующим научно-методическим обеспечением. В области теоретических наработок можно отметить работы Агафонова В.В., Куркутова С.А., Кирсанова А.В., Коровицына А.П., Руденко Н.С., Шевцова А.Г. и др.

В настоящее время речь идет о новых возможностях и экономической целесообразности модернизации систем теплоэнергосбережения на основе когенерационных технологий, с помощью которых от одного энергоносителя получают несколько видов энергии: электрической, тепловой и механической.

При этом, такие элементы когенерации как электрическая и тепловая энергия представляются в виде базовых видов энергии, а механическая – в виде вспомогательной, но, в целом, безусловно когенерационные технологии приводят к повышению технико – экономической эффективности горного производства. Ресурсосберегающий эффект проявляется в том, что три технологических цикла взаимно дополняют друг друга, что формирует определенную степень более полного использования энергии.

Все вышеперечисленное приводит к необходимости стимулирования масштабных потребителей тепловой и электрической энергии в убыстренных темпах развивать их собственное производство и генерацию с учетом

сложившихся соотношении цен на основные энергоносители и тенденции их постоянного повышения в условиях возрастающей конкуренции.

Анализ накопленного мирового зарубежного и отечественного опыта в области проектирования и внедрения когенерационных технологий позволил выявить их следующие основные *преимущества*:

- приближение производства электрической и тепловой видов энергии к основным непосредственным потребителям позволяет достичь значительного снижения потерь при их передаче на расстояние, которые могут достигать 13-18%;
- при внедрении когенерационных технологий полностью исключается транспортная составляющая основного тарифа, которая может достигать величины в 45-50%,
- уменьшение в структуре эксплуатационных затрат в 2-3 раза составляющей на электрическую и тепловую энергию, что, в свою очередь, приводит к снижению себестоимости выпускаемой промышленным предприятием продукции;
- собственная генерация когенерационных технологий приводит к существенному повышению уровня надежности электроснабжения в целом и формированию должного уровня независимости роста мощностей промышленных предприятий от существующего потенциала государственных энергосистем;
- повышенный КПД, который у когенерационных установок может достигать 80-90%, малый срок строительства (не превышает одного года) и весьма привлекательный срок возврата инвестиций (срок окупаемости капитальных вложений -1-2 года);
- существенное уменьшение выбросов в окружающую атмосферу вредных составляющих (CO_2 , CO , NO_x), что формирует степень большей экологической чистоты;
- малая трудоемкость обслуживания когенерационных установок, что объясняется поточностью и однооперационностью процесса выработки тепловой и электрической энергии, что в свою очередь, обеспечивает кардинальное повышение производительности труда.

Основной особенностью когенерационных производств является то, что дополнительные электротеплогенерирующие мощности можно задействовать во

время пиковых нагрузок как маневренные, и за счет этого избежать непредвиденных перерывов технологических процессов производства.

В условиях функционирования угледобывающего производства на данном этапе развития научно-технического прогресса возможна реализация в промышленных масштабах нескольких альтернативных **вариантов когенерационных технологий генерации энергоносителей:**

- вариант, реализующий скважинную подземную газификацию с комбинированным циклом парогенерации и аккумулирования тепловой энергии;
- вариант, реализующий улавливание, каптирование и утилизацию сопутствующего газа метана при разработке месторождений газоугольного типа;
- вариант, реализующий процесс надстройки двигателей непосредственно на тепловых генерирующих мощностях;
- вариант, реализующий использование тепловых насосов для утилизации низкопотенциальной теплоты таких составляющих угледобывающего производства, как горный массив, шахтные воды, вентиляционные выбросы, обратная вода охлаждения компрессорных установок и др.

При наличии этих альтернативных вариантов, приоритетным считается использование в когенерационных технологиях шахтного метана как первоисточника энергии благодаря его огромным запасам и высокому качественному составу. В пересчете на условное топливо угольному метану принадлежит 3-4-е место в мире после запасов угля, нефти и природного газа.

На I Международном симпозиуме по нетрадиционным источникам газового сырья, состоявшемся в Санкт-Петербурге, было признано, что метановые, а точнее углеводородные газы (УВГ) – наиболее перспективный в ближайшее время источник энергоресурсов. Это убедительно подтверждает развитие данного направления за рубежом. Так, США, Япония, Франция, Германия, Китай успешно добывают и используют в разных отраслях хозяйства углеводородные газы. Наибольшие успехи в развитии данных технологий принадлежат США, где промышленная добыча метана достигла внушительной отметки в 35-40 млрд м³ в год.

В Донбассе и Кузбассе имеется опыт бурения с поверхности дегазационных скважин в пределах шахтных полей. В частности, широкомасштабные исследования

комплексной дегазации разрабатываемых угольных пластов и подработанного породного массива проведены и ведутся на шахте им. Засядько. Кроме того, НПП ГОАО «Донецкугледегазация» проведена большая экспериментальная работа по добыче газа из мелкого газового скопления, открытого в процессе геологоразведочных работ на небольшом Лаврентьевском куполе в Южнодонбасском районе в горном отводе шахты «Южнодонбасская» № 2. Ряд мелких куполов установлен сейсморазведочными работами в Луганской области. На Талдинском месторождении ведутся промышленные работы по извлечению метана из угольных пластов.

Внимание общества к проблеме изменения климата и ратификация большинством государств Киотского протокола повлекли за собой усиление интереса к утилизации угольного метана.

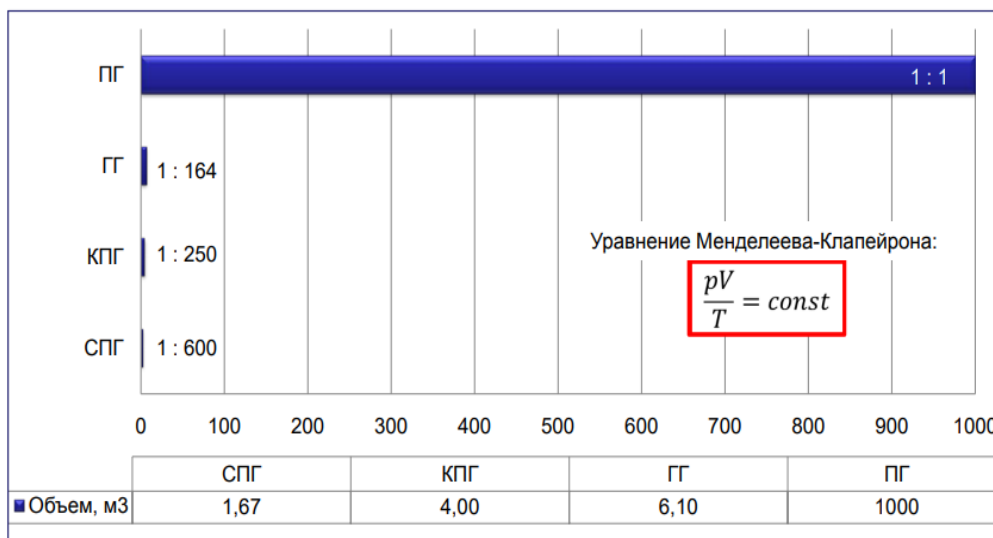
По химической сущности между природным газом и угольным попутно добываемым метаном нет различия. Отличие состоит лишь в схемах их получения и использования: природному газу присуща функция распределения (в этом случае газ добывается из одного источника, т.е. месторождения, и распределяется между потребителями), а попутному – собирательная (газ извлекается из различных источников, накапливается с помощью аккумулирующих станций и направляется потребителю).

Изменение объема природного газа при физических превращениях и производство СПГ в России представлено на рис. 1.4.

Собирательная функция обусловлена колебаниями объема метана и его концентрации в метановоздушной смеси (МВС). Наличие таких колебаний означает нарушение стабильности МВС в её подаче с требуемым содержанием метана к объектам применения, а ограниченность в объемах каптажа не дает возможности использовать угольный газ в промышленном масштабе.

Для стабильного использования угольного метана в промышленных целях требуется его накопление с помощью аккумулирующих станций, соединенных с первичными источниками добычи попутного газа. Такое направление теоретически возможно, но его реализация требует больших финансовых и материальных затрат.

ПГ – природный газ при н.у.* КПГ – компримированный (сжатый природный газ)
 ГГ – газовые гидраты СПГ – сжиженный природный газ



*н.у. – нормальные условия. Для газа нормальными условиями являются давление 1 атм. (760 мм рт. ст.) и 0°C.

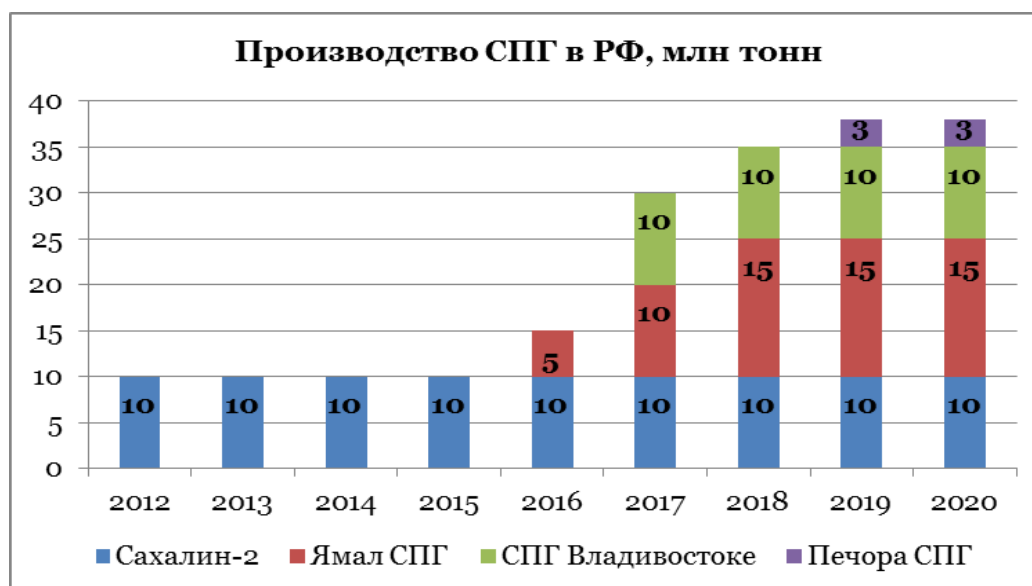


Рисунок 1.4 – Изменение объема природного газа при физических превращениях и производство СПГ в России

В настоящее время более предпочтительным является утилизация угольного метана на локальных объектах. Осознавая потенциал угольного метана, все большее число как угледобывающих компаний, так и не угольных компаний - «специалистов» по добыче метана извлекают, используют или продают метан для различных хозяйственных нужд. Организационно этот процесс может осуществляться как в рамках эмиссионных, так и обычных проектов.

В Украине угольный метан начали утилизировать, начиная с 1954 г.,

вначале на Донецкой шахте «Красная Звезда», а потом на шахтах Торезско-Шахтерского угленосного района. Каптируемый применяли без предварительной подготовки, потребляя незначительную его часть.

При выборе области использования угольного метана необходимо учитывать не только его содержание в смеси, но и количество добываемого газа. Поскольку минимальная производительность паровых котлов типа ДКВ применяемых в шахтных котельных, составляет около 2 т/ч, то для обеспечения необходимо подавать в котельную около 3,5 м³ газа в минуту или 5 тыс. м³ в сутки. Так, на шахте «Пролетарская Глубокая» «Макеевуголь» шахтная котельная была переведена на отопление газом. Под газовое топливо были переоборудованы четыре котла, со среднегодовым расходом топлива 21 352 т. Затраты по переводу котельной на отопление шахтным газом окупились в первые 2 месяца работы котельной.

Высокая эффективность при использовании каптированного газа достигнута на шахте им. В.М. Бажанова того же ПО. Дебит газа на шахте составлял 95 м³/мин. Шахтная котельная, оборудованная четырьмя котлами типа ДКВ, переведена на отопление каптированным газом с сохранением системы отопления твердым топливом. Расход газа на один котел при нормальной производительности составляет 2070 м³/ч. Воздух для горения подается к подовым горелкам от вентилятора или поступает за счет разрежения в топки через двери поддува. Регулирование подачи воздуха осуществляется автоматически. В отдельном помещении размещен газорегулирующий пункт, в котором установлена аппаратура контроля и защиты дегазационных систем. В котельной автоматизированы процессы горения и питания котлов водой при помощи электронно-гидравлических регуляторов «Кристалл».

Особенно ценный опыт использования угольного метана, в Донбассе, связан с шахтой им.М.Горького и шахтоуправлением «Октябрьское» ПО «Донецкуголь», где по проектам треста «Донецкуглеавтоматика», применительно к шахтным котельным, были разработаны упомянутые выше опытно-промышленных газоподготовительных станций ГПС-1 (шахта им. М. Горького) и ГПС-2 (шахтоуправление «Октябрьское»). Затраты на строительство ГПС-1 окупились за 1,7 года. Годовая экономия угля составила 17 тыс. т, а электроэнергии 0,5 МВт. Для условий шахтоуправления «Октябрьское» расчетная экономия угля, благодаря наличию станции ГПС-2, составляет 6,1 тыс.

т/год, а дополнительные затраты окупились менее, чем за 1 год.

Использование метановоздушной смеси в качестве топлива осуществляется в шахтоуправлении «Покровская» (ранее угольной кампании «Шахта «Красноармейская-Западная № 1»), которая относится к сверхкатегорным по метану и опасным по внезапным выбросам. С момента сдачи шахты в эксплуатацию для снижения газообильности в выработках ведутся дегазационные работы. Чтобы повысить их эффективность были разработаны технические и организационные мероприятия, включающие: совершенствование буровых работ и внедрение средств, способствующих качественному извлечению метана дегазационными скважинами; применение труб увеличенных диаметров (магистральные вместо диаметра 325 мм заменены диаметром 425 мм, а участковые – на 219 мм); обучение персонала, обслуживающего вакуум-насосную станцию, правилам подачи метановоздушной смеси на объекты, где ее можно использовать как топливо.

В целях повышения концентрации метана в отсасываемой метановоздушной смеси с 25 до 50% усовершенствован способ герметизации дегазационных скважин герметизаторами ГДПМ и различными смолами, внедрены приборы «Люга» и трубки «Пито» взамен диафрагм, увеличено количество дегазационных скважин, подключаемых к участковым газопроводам, а также применены скважины для дополнительной дегазации выработанных пространств лав, заканчивающих очистные работы, и отработанных участков.

Переоборудована шахтная котельная. В частности, согласована подача метановоздушной смеси из вакуум-насосной станции в газораспределительное устройство (ГРУ) котельной. Кроме того, решены вопросы: непрерывного контроля содержания метана в смеси и автоматического отсекаания ее поступления непосредственно в топку при изменении параметров концентрации в сторону уменьшения; гашения взрыва (горения) смеси посредством огнепреградителя во время опрокидывания струи, если не сработал предохранительный запорный клапан; продувки сети газопроводов, находящихся в котельной; зажигания горелок котла. Отработаны параметры давления метановоздушной смеси в системе газопроводов котельной (тяги).

Вся технологическая цепочка подачи метановоздушной смеси из вакуум-насосной станции в котельную и ее транспортирования к горелкам представлена во многих литературных источниках с обозначением каждого элемента,

непосредственно связанного с обеспечением непрерывности ритма и требуемых параметров системы сжигания.

Принцип подачи метановоздушной смеси из вакуум-насосной в газораспределительное устройство котельной и к горелкам следующий. Открывают продувочную «Свечу» перед ГРУ, оператор котельной сообщает машинисту вакуум-насосной станции о готовности к приему газа. Затем взводят клапан-отсекатель, открывают задвижку, закрывают «Свечу» сброса газа в атмосферу на газопроводе из вакуум-насосной станции. Смесь поступает на «Свечу» перед ГРУ и наружный газопровод продувают 10-15 мин. При выполнении этой операции все задвижки устройства должны быть закрыты, продувочные «Свечи» открыты, контрольно-измерительная аппаратура в рабочем состоянии. Открывают задвижки перед клапанами-отсекателями, которые устанавливают в положение «открыто», поддерживают требуемое давление регулированием задвижки на «Свече» перед ГРУ. Задвижки подачи газа у горелок котла открывают и зажигают их запальником. Обслуживание ГРУ сводится к контрольным замерам концентрации смеси и сверки их с показаниями приборов автоматического контроля концентрации газа, к удалению влаги из газопроводов, проверке работоспособности регулятора давления.

С помощью описанных операций удалось объединить выполнение работ по повышению концентрации метана в отсасываемой газовоздушной смеси и автоматизации контролю ее параметров с применением требуемых средств безопасности, что позволило в конечном итоге использовать каптируемый метан в качестве топлива для котельной.

Одним из самых успешных проектов, воплощенных в практическую жизнь, является проект утилизации шахтного метана на ш. им. А.Ф. Засядько. Он был реализован с участием компании «Синапс» корпорации General Electric.

До начала выполнения пилотного проекта на шахте проводились дегазационные работы путем бурения дегазационных скважин с поверхности (глубиной 1200 м и диаметром 102 мм), а также из подземных выработок скважинами длиной более 100 м и диаметром 96 мм (ежегодно бурилось около 1,5 км подземных скважин)

Инвестором проекта являлось непосредственно АП «Шахта им А.Ф. Засядько», а привлеченными сторонами – фирмы «Марубени корпорейшн» (Япония), «ВЕМА С.А.» (Швейцария), «Глобал Карбон Б.В» (Нидерланды).

Таблица 1.5 – Виды и объем выбросов загрязняющих веществ и диоксида углерода котельными Центральной площадки

Наименование загрязняющего вещества	Мощность выброса	
	г/с	т/год
Диоксид азота (NO ₂)	2,905	110,7
Сернистый ангидрид (SO ₂)	59,6	1879,0
Оксид углерода (CO)	14,6	460,4
Пыль неорганическая	12,0	393,3
Диоксид углерода (CO ₂)	1767,4	55673

Необходимость выполнения этих работ была продиктована следующим. Метанодность выемочных участков, разрабатывающих пластов m_3 и l_1 , достигает 120 м³/мин. Для обеспечения газовой безопасности выработок необходимо каптировать и выводить на поверхность не менее 100 м³/мин метана (250 м³/мин газовой смеси) из каждого участка.

Реализация проекта реконструкции дегазационной системы шахты и мер повышения ее эффективности обеспечила рост дебита каптируемого метана, который составляет 250 млн. м³/год. По теплотворной способности это эквивалентно 320 тыс.т. товарного угля. Использование такого количества ценного энергетического сырья представляет несомненный экономический интерес.

Работы по созданию инфраструктуры для утилизации извлекаемого шахтного метана включали:

- выбор, обоснование и внедрение когенерационной технологии производства электрической и тепловой энергии;
- строительство завода по переработке и обогащению шахтного метана для бытовых нужд;
- заправку автомобилей с помощью автогазонаполнительной компрессионной станции;
- строительство ветки газопровода, теплотрасс для передачи излишков метана и теплоты в городскую сеть;
- строительство электроподстанции.

Такое разнообразие направлений утилизации вызвано различным качеством (концентрацией) газа, улавливаемого при использовании различных способов дегазации. Концентрация газа в поверхностных дегазационных скважинах составляла более 90%, в подземных дегазационных скважинах –

более 50%, а в дегазационных скважинах, пробуренных в купола выработанных пространств – менее 30%.

Производство электрической и тепловой энергии реализуется с помощью когенерационных электростанций (КГЭС) расположенных на двух промышленных площадках шахты: Восточной и Яковлевской.

Модульная КГЭС состояла из комплекса объединенных двенадцати генераторных газопоршневых установок. На тот момент времени это был пионерный воплощенный в жизнь когенерационный проект на Украине с большой единичной мощностью, примеров которой не было в мире. Самая мощная когенерационная установка эксплуатировалась в Германии, но мощность украинского проекта превосходила ее в 1.5 раза.

Как указывалось выше всеми проектными, эксплуатационными и наладочными работами украинская сторона занималась в плотном взаимодействии с компанией УНПП «Синапс», которая имеет полностью замкнутый цикл по проведению этих работ в рамках собственной функциональной структуры.

В качестве энергогенерирующего оборудования использованы газопоршневые когенерационные модули типа JMS 620 производства фирмы GE JED, предназначенные для производства электрической и тепловой энергии. Их выбор обусловлен следующим.

Газопоршневые установки (ГПУ) имеют ряд преимуществ перед газотурбинными: более высокий КПД преобразования тепловой энергии сжигаемого метана в электрическую (42% против 28,5%), низкий удельный расход газа (0,24 против 0,36 Нм³/кВт·час), меньшее давление газа на входе генератора (0,02 против 2,5 МПа).

В качестве базовой модели газопоршневой установки выбран энергоблок JMS 620 GS-N.LC производство фирмы GE Energy Jenbacher Gas Engines.

Агрегаты имеют длительный ресурс и отличаются стабильной работой при использовании шахтного метана с нестабильной концентрацией.

Генераторы фирмы «Jenbacher», работают даже при меньшем содержании метана в газе (25% против 30%) и не требуют (как показано выше) применения дополнительных компрессоров, обеспечивающих высокое давление газа на входе. У них меньший расход газа и масса на выработку 1 кВт/ч электроэнергии.

Каждый когенерационный модуль компании GE Jenbacher имеет

расчетную мощность выработки электричества $3.035 \text{ MW}_{\text{el}}$ что в общей сложности составляет $72,84 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$. Тепловая мощность модуля КГЭС составляет до $2,92 \text{ Гкал/ч}$ на КГЭС. Электричество произведенное КГЭС, как правило, будет потреблено на собственные нужды шахты. Избыток его передается в региональную сеть. Обмен электроэнергией между площадками Восточная и Григорьевская происходит на существующей подстанции площадки Восточная. Обмен электричеством между площадками Восточная и Яковлевская будет происходить только через сеть коммунального электропотребления.

Комплексной программой извлечения и использования газа, предусмотрено, что после ее осуществления, выбросы в атмосферу метана составят около 300 млн м^3 из которых до 250 млн м^3 будет использоваться. После полной реализации Программы, более 2 млн. тонн CO_2 не будет выбрасываться в атмосферу.

Оставшаяся часть газа, каптированного дегазационной системой шахты, подлежит обогащению по технологии, разработанной американской фирмой ВССК Eneengineering Ing на базе технологии «Nitech». Обогащение метановоздушной смеси в установках ВССК осуществляется поэтапным извлечением из нее кислорода, диоксида углерода, водяных паров и азота. После разделения избыточный газообразный азот возвращается в атмосферу, а обогащенный газ, с содержанием углеводородов 95-99 %, выходит из установки двумя потоками, один из которых, с давлением 0,12 атм, содержит 25%, а второй, с давлением 20 атм. – около 75% общего расхода выходящего газа. Оба потока обогащенного газа поступают на компрессорную станцию, где сжимаются до давления в магистральном газопроводе, транспортирующем газ потребителям.

Нижний предел проектной производительности установок фирмы ВССК составляет 25 млн м^3 . Фирмой также разработаны установки с максимальной производительностью $100 \text{ млн м}^3/\text{год}$, которые могут обогащать метановоздушные потоки из коллектора, объединяющего ряд дегазационных систем. Рабочий диапазон по содержанию метана в смеси – 20-95%. Допускаются существенные колебания дебита метана на входе в установку (от 25 до 100% от запроектированного максимума). Давление метановоздушной смеси на входе в установку – 40 атм.

Установки легко монтируются, демонтируются и перемещаются на новое

место. Срок службы установок фирмы BССК Eneengineering Ing длительный, составляя более 30 лет, поскольку в них нет вращающихся деталей и узлов и отсутствуют элементы, подвергающиеся коррозии или эрозии.

Завод по обогащению газа представляет собой комплекс оборудования для получения метана, азота, тепла и углекислоты. В результате переработки шахтного газа получают:

- метан с чистотой 95-99%;
- жидкие азот и гелий;
- пар и горячую воду;
- электроэнергию около 5 млн кВт ч.

Жидкий азот может быть использован для охлаждения воздуха и закачивания в выработанные пространства для предотвращения самовозгорания угля.

Существенным недостатком указанной технологии является необходимость обеспечения содержания кислорода в метановоздушной смеси на уровне 6-8%, что не всегда возможно обеспечить в шахтных условиях. Добиться необходимого содержания кислорода возможно путём частичного обогащения метановоздушной смеси природным газом.

Для транспортирования газа по трубопроводам используются компрессоры, допускающие сжатие метановоздушной смеси до 4 МПа.

Полностью отлажен процесс получения сжиженного метана, который используется в виде газомоторного топлива для автопарка машин, обслуживающих шахту (200 тыс м³/мес). Годовые объемы утилизации метана составляют около 10 млн м³ метана.

1.3 Цель, идея и задачи исследований

Целью работы заявляется повышение технико-экономической эффективности угледобывающего производства на базе высокоэффективных технологий сжижения метана, перевода карьерного автотранспорта на газомоторное топливо и когенерационных теплоэнергетических технологий.

Идея работы заключается в использовании стирлинг-технологий и мобильных газопоршневых ТЭЦ в функциональной структуре углегазоэлектрического комплекса, реализующего когенерационные технологии и технологии сжижения метана.

Поставленная цель предполагает решение **следующих задач исследований:**

- анализ функциональных вариантов отечественных и зарубежных когенерационных технологий, адаптированных для их использования в условиях угольной отрасли и выделение их рациональных областей применения;
- изучение процесса и принципиальной технологической схемы когенерации тепловой и электрической энергии с привлечением первоисточника энергии – шахтного газа метана;
- разработка научно-методических и системотехнических принципов проектирования горных производств с когенерационными технологиями и технологиями ожижения метана для заправки автомобильного транспорта ;
- разработка и системное представление на базе использования теории термодинамического равновесия, математического и численного моделирования, когенерации и тригенерации георесурсов концептуальных основ методологии проектирования горных производств с использованием когенерационных технологий;
- сравнительный анализ возможностей, преимуществ и характеристик разных типов технических средств для разработки рекомендаций по выбору оптимальной энергоустановки на базе методов многокритериальной оптимизации ;
- анализ экономических перспектив реализации когенерационных технологий;
- верификация, валидация и апробация проведенных исследований с использованием вычислительных экспериментов для выявления сложившихся закономерностей в условиях Апсатского каменноугольного месторождения.

ВЫВОДЫ

1. Степень извлечения и утилизации метана в РФ далека от требуемого уровня и существенно отстает от ведущих мировых угледобывающих стран (Китай, США, ЮАР, Индонезия, Австралия и др.). Это подтверждается тем фактом, что в России фактически утилизируется всего лишь чуть более 4% всего метана, который выделяется в процессе ведения подземных горных работ. В связи с этим, вновь разрабатываемые технологии извлечения угольного метана должны быть увязаны с максимально возможным, экономически оправданным его извлечением из недр и технологиями его практического использования, при учете формирования тенденций резкого снижения его эмиссии в соответствующие слои атмосферы, и должны основываться на концепции единой технологической платформы.
2. Использование когенерационных технологий в горном производстве предусматривает наличие различных путей, но все они системно связаны с основными принципами диверсификации горного производства с учетом макроэкономических, отраслевых и локальных аспектов отдельных производственно-хозяйственных единиц. В угольной отрасли РФ и ближнего зарубежья имеется ряд реализованных проектов с когенерационными технологиями, но как правило, они немногочисленны и не обладают соответствующим научно-методическим обеспечением.
3. Промышленная добыча метана угольных пластов в мире имеет тенденцию развития, - наработан значительный опыт в области используемых технологических и технических решений, организационно-управленческих работ по извлечению и утилизации угольного метана, который несомненно может быть адаптирован и к российским условиям извлечения.

ГЛАВА 2 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ ПО СЖИЖЕНИЮ МЕТАНА И ПЕРЕВОДУ АВТОТРАНСПОРТА НА ГАЗОДИЗЕЛЬНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ

2.1 Оценка перспектив и возможные направления развития проектных проработок по переводу транспорта АО «СУЭК» на сжиженный природный газ (СПГ)

Проектные проработки рассматриваются в двух отдельных независимых направлениях:

1. Перевод автотранспорта на газодизельный режим работы

- 1.1. Перевод малотоннажных автосамосвалов Scania, Volvo в газодизельный режим.
- 1.2. Перевод автосамосвалов БелАЗ 130 т на газодизельный режим работы.
- 1.3. Перевод автосамосвалов БелАЗ 220 т на газодизельный режим работы.

2. Строительство завода по производству СПГ

- 2.1. Строительство завода по производству СПГ из шахтного газа метана.

Общие сведения

Под сжиженным природным газом (СПГ) понимают газ, который получен искусственным путем в результате охлаждения при температуре до -160°C , что необходимо в целях эксплуатации, транспортирования и хранения. При реализации процесса сжижения первоначальный объем природного газ уменьшается почти в 600 раз. В эквивалентном соотношении для производства **1 тонны СПГ требуется около 1,38 тыс м³ природного газа.**

Жидкость не имеет цвета и запаха, с температурой кипения $-158...-163^{\circ}\text{C}$. В структурном составе преобладает метан - 80-99 %. Не горюча, не токсична, не агрессивна по отношению к другим материалам. В режиме использования (сжигания) должен подвергаться испарению, - после рабочего цикла в качестве побочных продуктов образуются водяной пар и диоксид углерода.

В промышленных целях природный газ поставляется в сжатом (компримированном) виде с аббревиатурой КППГ, и сжиженном (криогенном) виде с аббревиатурой СПГ. Основной положительной особенностью использования сжиженного газа в качестве газомоторного топлива является снижение степени выброса комплекса токсичных веществ (г/км) в окружающую среду (оксид

углерода - 5–10 раз, окислы азота – 1.5–2.5 раза, полиароматические углеводороды – 10 раз, углеводороды – 3 раза, дымность – 8–10 раз).

Второй положительной особенностью является тот факт, что в процессе реализации процедуры сжижения метана его объем газа уменьшается в 600 раз, что безусловно приводит к снижению материалоемкости и капиталоемкости технического оснащения автомобильных средств в 2–3 раза.

В таблице 2.1 приведена сравнительная характеристика СПГ и КППГ.

Таблица 2. 1 – Сравнительная характеристика газомоторных топлив

Характеристики	КППГ – компримированный природный газ	СПГ – сжиженный природный газ
Состав	Метан	Метан
Физическое состояние	Газообразное	Жидкое
Температура	Соответствует температуре окружающей среды	-161.5°C
Технология хранения и перевозки	Батарея баллонов	Криоцистерна
Соотношение объема исходного газа преобразованного	200-250:1	600:1
Срок хранения газа	Неограничено	7-14 дней
Коэффициент замещения ДТ ГМТ	1.02	1.02
Технология производства	Сжатие обогащенного метана компрессорами до давления 250 атм	Сжижение обогащенного метана с помощью компрессоров в криогенных установках
Безопасность	Метан легче воздуха и в случае аварийного разлива быстро улетучивается. Температура самовоспламенения у природного газа значительно выше, чем у бензина и ДТ	СПГ не горит, сам по себе не воспламеняется и не взрывается. На открытом пространстве СПГ возвращается в газообразное состояние и улетучивается

Мировыми лидерами в области промышленного освоения и потребления КППГ являются Китай, Иран и Пакистан, что характеризуется объемами рынка метана. Также можно отметить США и Италию. Инфраструктура газомоторных рынков этих лидеров подвержена высоким темпам роста, что в первую очередь обусловлено высоким техническим оснащением и привлечением в

технологические процессы инноваций в этой области. На рис.2.1 приведена инфографика по мировому рынку газомоторного топлива [13,14].

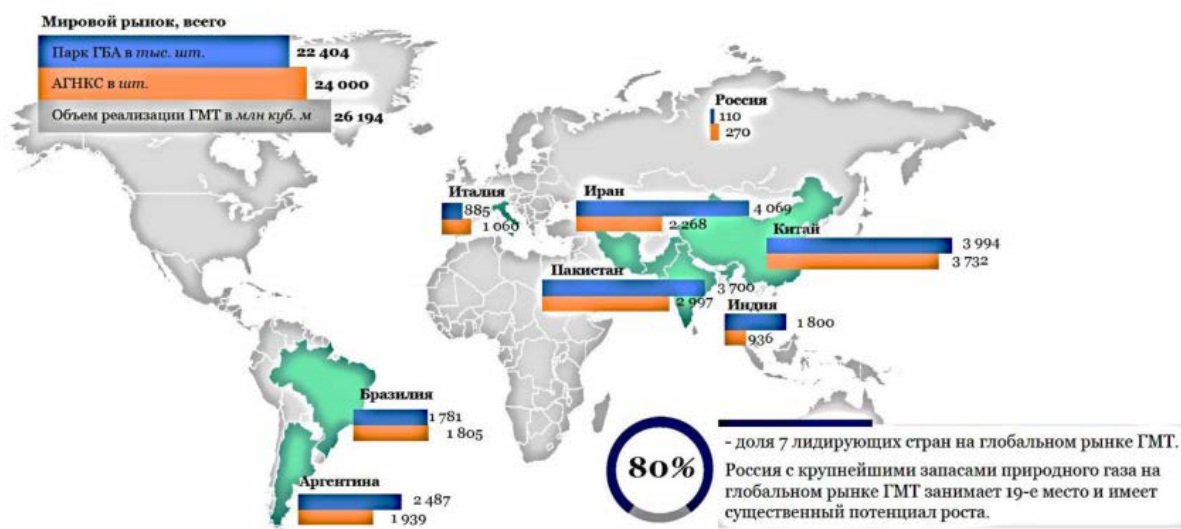


Рис.2.1 – Пространственное размещение производств ГМТ в мире

В работе проведена детальная оценка существующего положения по использованию газомоторного топлива в Европе. В соответствии с данными NGVA EUROPE на рис.2.2 приведено пространственное расположение заправочных станций КПГ и СПГ на территории Европы.

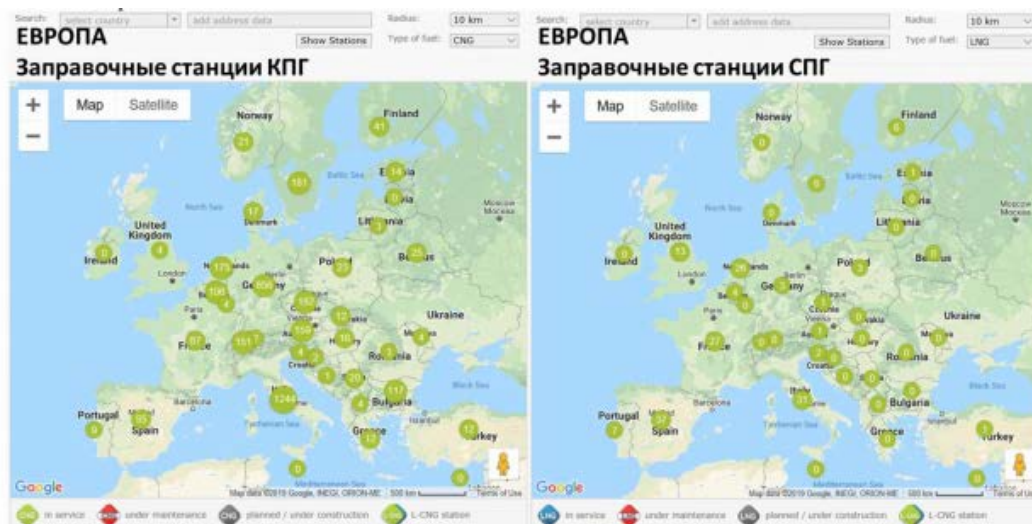


Рис.2.2 – Пространственное расположение заправочных станций на территории Европы

На основании этих визуальных данных и данных, представленных в таблице 2.2 можно сделать вывод, что преобладающее положение занимают заправочные станции КПГ, однако в таких странах, как Португалия, Испания, Франция и Великобритания, обладающих приемными терминалами и развитой транспортной

инфраструктурой трубопроводов велика доля и заправочных станций СПГ. Информация CNGEUROPE показывает, что в сопоставимых единицах стоимость КПГ и СПГ является сравнимой и составляет в среднем 0.96-1.2 евро/кг.

Таблица 2.2 – Соотношение количества заправок КПГ и СПГ по странам Европы

Территория	КПГ	Доля	СПГ	Доля	Всего	Цена кг
Европа	3566	96%	165	4%	3731	1.1 евро
Италия	1244	98%	31	2%	1275	0.96 евро
Германия	856	100%	3	0%	859	1.08 евро
Нидерланды	175	87%	26	13%	201	1.13 евро
Швеция	181	97%	6	3%	187	1.87 евро
Чехия	182	99%	1	1%	183	0.97 евро
Австрия	159	99%	1	1%	160	0.99 евро
Франция	87	76%	27	24%	114	1.24 евро
Бельгия	106	96%	4	4%	110	1.13 евро
Испания	55	60%	37	40%	92	0.94 евро
Польша	23	88%	3	12%	26	1.08 евро
Норвегия	21	100%	0	0%	21	1.77 евро
Великобритания	4	24%	13	76%	17	0.78 евро
Дания	17	100%	0	0%	17	1.60 евро
Португалия	9	56%	7	44%	16	1.10 евро
Остальные страны	447	99%	6	1%	453	1.10 евро

На основании проведенного анализа использования ГМТ в мире можно сделать основополагающий вывод, что в силу различных субъективных и объективных причин предпочтение отдается КПГ, но учитывая тенденцию роста доли СПГ на мировом газовом рынке, наблюдается закономерность роста заправочных станций с использованием СПГ, в основном в прибрежных территориальных зонах (наличие приемных и регазификационных терминалов). В качестве основных потребителей газомоторного топлива можно отметить общественный, легковой и грузовой малотоннажный транспорт, оснащенный двигателями внутреннего сгорания до 400-500 л.с.

Физико-химические свойства сжиженного природного газа (СПГ)

Внутренняя структура сжиженного природного газа содержит ряд углеводородных соединений, представленных двумя химическими элементами: углерод (С) и водород (Н). Углеводороды отличаются друг от друга количеством атомов углерода и водорода, а также характером связей между ними.

Самый простой углеводород, содержащий всего один атом углерода - метан (CH₄). Он является основным компонентом природного газа со следующей структурной формулой (рисунок 2.3):

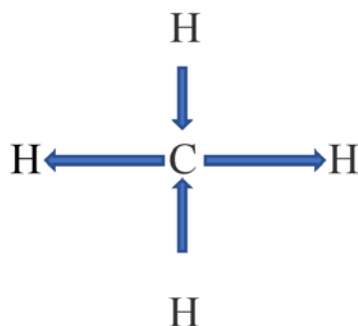


Рисунок 2.3 – Структурная формула метана (CH₄)

Свойства сжиженного природного газа в первом приближении можно ориентировать на свойства сжиженного метана, поскольку он является основным компонентом СПГ.

Компонентный состав сжиженного природного газа имеет ряд отличий от природного газа в газообразной фазе, так как процесс его производства подразумевает удаление ряда компонентов. Компонентный состав СПГ, применяемого в качестве газомоторного топлива устанавливается согласно ГОСТа Р 560212014. Ориентировочный состав СПГ приведен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Состав СПГ

Азот	0-2
Метан	65-99
Этан	0.5-20
Пропан	0.2-13
Бутан	0.2-1.5
Пентан	0.05-0.5

В таблицах 2.4 и 2.5 приведены простые и технологические свойства компонентов, входящих в состав сжиженных газов.

Таблица 2.4 - Свойства компонентов, входящих в состав сжиженных газов

Характеристики	Метан	Этан	Этилен	Пропан	Пропилен	Н-бутан	Изобутан	Н-бутилен	Изобутилен	Н-пентан
Химическая формул	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₄	C ₃ H ₈	C ₃ H ₆	C ₄ H ₁₀	C ₄ H ₁₀	C ₄ H ₆	C ₄ H ₆	C ₅ H ₁₂
Молекулярный вес	16.04	30.07	28.05	44.10	42.08	58.12	58.12	56.10	56.10	72.15
Состав,% Н С	25.03	20.12	14.38	18.90	14.38	17.35	17.35	14.38	14.38	16.70
	74.57	79.88	85.62	81.70	85.62	82.65	82.65	85.62	85.62	83.30
Относительная плотность газа	0.554	1.048	0.975	1.562	1.481	2.091	2.064	1.937	1.937	2.488
Плотность газовой фазы, кг/м ³	416	546	566	585	609	600	594	646	646	637
Температура кипения, °С	-161.0	-88.5	-103.7	-42.1	-47.0	-0.6	-10.2	-5.0	-6.0	-36.2
Температура отвердевания, °С	-182.5	-172.1	-169.4	-189.0	-186.2	-135.0	-145.0	-130.0	-146.0	-135.5
Критическая температура, °С	-82.1	32.3	9.7	96.8	92.3	152.0	133.7	144.0	143.0	197.2
Абсолютное критическое давление, кгс/см ²	45.8	48.2	50.9	42.1	45.0	34.5	38.2	34.0	-	34.4
Теплоемкость, ккал/	0.517	0.393	0.348	0.370	0.340	0.380	0.380	0.380	0.380	0.380
Низшая теплота сгорания газовой фазы, ккал/кг	11930	11264	11188	10972	10895	10845	10845	10788	10778	10800

Рассмотрим основные характеристики СПГ как газомоторного топлива.

Эффективность сгорания и применение в качестве моторного топлива

Сжиженные углеводородные газы имеют высокую теплотворную способность и горят необычно чистым пламенем. Конечные продукты сгорания сжиженного природного газа содержат гораздо меньше составляющих окислов азота и окиси углерода и характеризуются полным отсутствием серы за счет прохождения процедуры их частичного удаления и очистки в процессе ожижения. Эта составляющая в процессе сгорания сжиженного природного газа формирует тенденцию резкого снижения вредных примесей в конечных продуктах сгорания и, безусловно, приводит к улучшению и оздоровлению экологической обстановки на рабочих местах обслуживающего персонала.

Таблица 2.5 – Технологические свойства компонентов, входящих в состав
сжиженных газов

Характеристики	Метан	Этан	Этилен	Пропан	Пропилен	Н-бутан	Изобутан	Н-бутилен	Изобутилен	Н-пентан
Химическая формула	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₄	C ₃ H ₈	C ₃ H ₆	C ₄ H ₁₀	C ₄ H ₁₀	C ₄ H ₆	C ₄ H ₆	C ₅ H ₁₂
Необходимое количество воздуха для сгорания газа, м ³ /м ³	9.53	10.66	14.28	23.80	22.42	30.94	30.94	28.56	28.56	30.08
Объем продуктов сгорания (CO ₂ , H ₂ O, N ₂), м ³ /м ³	10.52	18.16	15.38	25.80	22.92	33.44	33.44	28.68	28.68	41.08
Температура воспламенения, °C	640	508	475	510	475	475	490	445	400	475
Октановое число	110	125	100	120	115	93	99	105	87	64
Пределы (нижний/верхний) воспламеняемости, %	5.3/ 15.0	3.2/ 12.5	3.2/ 34.0	2.3/ 9.5	2.2/ 9.7	1.5/ 8.4	1.8/ 8.4	1.7/ 9.0	1.7/ 9.0	1.4/ 7.8
Отношение объема газа к объему жидкости	580	403	450	290	318	222	222	258	258	198

Сжиженный природный газ характеризуется очень высокими значениями октанового числа (достигает до 120), в связи с чем ему присущ высокий антидетонационный уровень. Вышеприведенные параметры формируют довольно благоприятные условия в области использования сжиженного природного газа как альтернативы обычным видам бензинового и дизельного топлив, - в результате применения газомоторного топлива происходит повышение степени сжатия, в результате чего резко увеличиваются интервалы межремонтного пробега, технического обслуживания и капитального ремонта с одновременным снижением расходов горюче – смазочных расходных материалов и масла.

Теплота сгорания (теплотворная способность) – это количество тепла, которое выделяется при сжигании единицы объема или массы газов.

В общем случае сжиженный природный газ характеризуется высшей и низшей теплотой сгорания. При рассмотрении высшей теплоты сгорания учитывается тепло водяных паров, которое может быть использовано в некоторых тепловых установках.

В процессе сгорания газов образуются пары, которые совместно с другими продуктами сгорания уносятся, не отдавая тепла парообразования, выделяющего при их конденсации. Поэтому используется при расчетах низшая теплота сгорания. В таблице 2.6 приведены значения теплотворной способности индивидуальных газов.

Таблица 2.6 - Теплотворная способность индивидуальных газов

Компонент сжиженного газа	Теплотворная способность					
	Объемная, ккал/м ³		Весовая, ккал/кг		Мольная, ккал/кг моль	
	Q _в	Q _н	Q _в	Q _н	Q _в	Q _н
Метан	9220	8550	13280	11930	212800	191290
Этан	16820	15370	12410	11330	372800	340530
Пропан	24320	22350	12040	11070	530600	487580
Изобутан	31530	29050	11820	10890	686300	632520
Н-Бутан	32010	29510	11840	10920	687900	634120
Пентан	37720	34890	11750	10840	845160	782040
Этилен	15290	14320	12130	11360	340000	318490
Пропилен	22540	21070	11770	11000	492000	462730
Бутилен	29010	27120	11630	10860	652000	608980

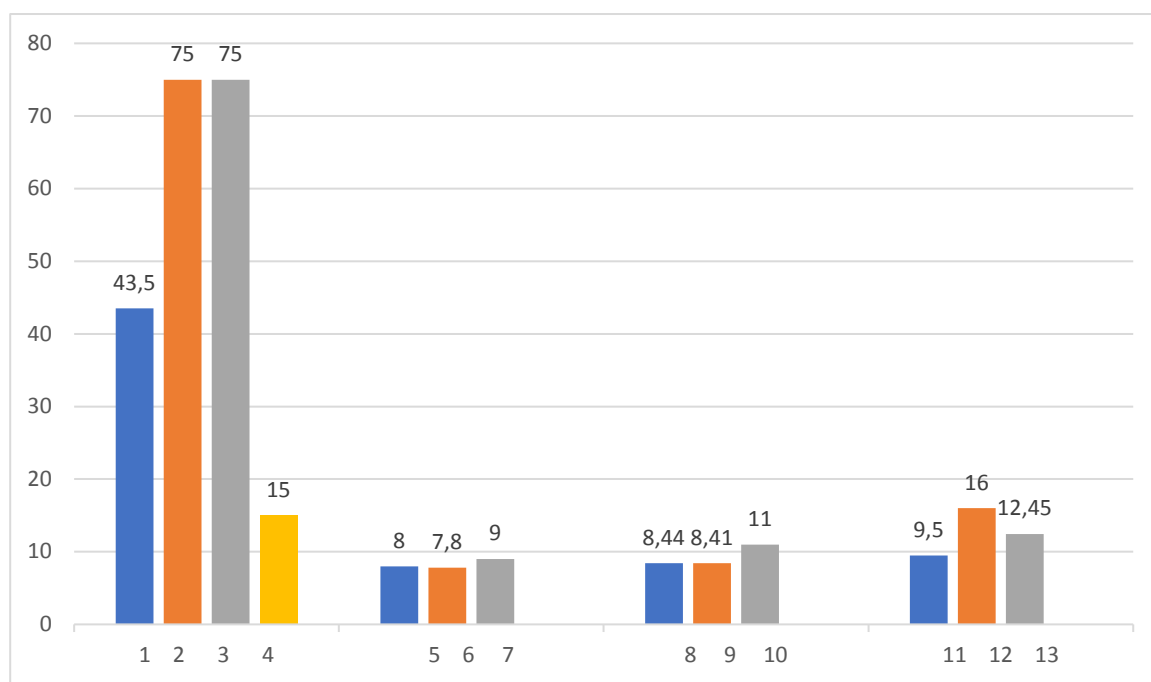
Скорость распространения пламени и пределы взрываемости. Горение СПГ всегда сопровождается пламенем. Скорость распространения пламени имеет важное значение. При расчете газовой аппаратуры, газогорелочных устройств и при сжигании газа эту величину необходимо учитывать.

Пределы взрываемости газов приведены в таблице 2.7 и на рис. 2.4. На базе пределов взрываемости разработаны все конструкции приборов по обнаружению взрывоопасной концентрации воздуха.

Таким образом, серьезной задачей работников, занятых в области транспорта, хранения и использования сжиженных газов, является создание условий, исключающих возможность образования взрывоопасных концентраций.

Таблица 2.7 - Пределы взрываемости углеводородных и других газов, входящих в состав сжиженных и прочих горючих газов

Компоненты	Пределы взрываемости, % об	
	Нижний	Верхний
Метан	5.0	15.0
Этан	3.22	12.45
Этилен	2.8	16.0
Пропан	2.37	9.5
Пропилен	2.0	11.0
Н-Бутан	1.86	8.41
Изобутан	1.8	8.44
Бутилен	1.7	9.0
И-Пентан	1.4	7.8
Изопентан	1.32	8.0
Водород	4.1	75.0
Окись углерода	12.5	75.0
Сероводород	4.3	43.5



1 – сероводород, 2 – окись углерода, 3 – водород, 4 – метан, 5 – изопентан, 6 – Н-Пентан, 7 – Бутилен, 8 – Изобутан, 9 – Н-Бутан, 10 – Пропилен, 11 – пропан, 12 – Этилен, 13 - Этан

Рисунок 2.4 - Пределы взрываемости газов, %

Горение СПГ. Полное и быстрое горение сжиженных газов возможно при условии обеспечения перемешивания газа с воздухом в соотношениях, обеспечивающих нормальное протекание реакций взаимодействия между горючими компонентами и кислородом.

При горении сжиженных газов в нормальных условиях образуются продукты горения, состоящие из двуокиси углерода и водяных паров. В продуктах горения содержатся также азот воздуха, поступившего на сжигание газа, и неизрасходованное количество кислорода этого воздуха.

Состав продуктов сгорания приведен в таблице 2.8, основные показатели горения углеводородных газов – в таблице 2.9.

Таблица 2.8 – Суммарный состав отходящих газов (состав продуктов горения)

Компоненты	м ³	%
Двуокись углерода	3.00	8.0
Кислород	3.28	8.7
Азот (18.86+12.36)	31.22	83.3
Итого	37.50	100.0

Таблица 2.9 – Основные показатели горения углеводородных газов

Компоненты сжиженного газа	Химическая формула	Необходимые для полного сгорания 1 м ³ газа, м ³		Продукты, получаемые при сгорании 1 м ³ газа, м ³			Необходимые для полного сгорания 1 кг газа, м ³		Продукты, получаемые при сгорании 1 кг газа, м ³			Предельное содержание двуокиси углерода в продуктах сгорания, м ³
		кислорода	воздуха	Двуокись углерода	Водяной пар	Азот	кислорода	воздуха	Двуокись углерода	Водяной пар	Азот	
Метан	CH ₄	2.0	9.55	1	2	7.55	3.98	17.24	2.74	2.24	13.20	11.7
Этилен	C ₂ H ₄	3.0	14.32	2	2	11.31	3.42	14.80	3.13	1.28	11.38	15.0
Этан	C ₂ H ₆	3.5	16.7	2	3	13.2	3.73	16.13	2.92	1.79	12.4	13.1
Пропилен	C ₃ H ₆	4.5	21.48	3	3	16.98	3.42	14.80	3.13	1.28	11.38	15.0
Пропан	C ₃ H ₈	5.0	23.86	3	4	18.86	3.63	15.31	2.99	1.63	12.08	13.7
Бутадиен	C ₄ H ₆	5.5	26.30	4	3	20.80	3.25	14.10	3.25	1.63	10.80	-
Бутилен	C ₄ H ₈	6.0	28.70	4	4	22.58	3.42	14.80	3.13	1.28	11.38	15.0
Изобутилен	C ₄ H ₈	6.0	28.70	4	4	22.58	3.42	14.80	3.13	1.28	11.38	15.0
Изобутан	C ₄ H ₁₀	6.5	31.02	4	5	24.52	3.58	15.49	3.03	1.55	11.91	14.0
Н-бутан	C ₄ H ₁₀	6.5	31.02	4	5	24.52	3.58	15.49	3.03	1.55	11.91	14.0
Н-пентан	C ₄ H ₁₂	8.0	38.18	5	5	30.16	3.54	15.35	3.05	1.50	11.80	16.0

2.2 Обоснование технологии сжижения метана и выбор рациональной функциональной структуры завода по производству СПГ

Получение промышленных объемов СПГ связано с технологией его ожижения, основанного на процедуре охлаждения исходных компонентов природного газа до конечной точки конденсации.

Данный процесс происходит в специальных промышленных холодильных установках со специальным хладагентом. В основе технологического процесса ожижения шахтного метана заложены следующие основные параметры: - криогенная температура (-162°C) и сверхнизкое давление (0.1 МПа).

Исходя из этих параметров, становится очевидно, почему до настоящего времени отсутствует сравнительно дешевая технология получения сжиженного шахтного метана.

На основе проведенных автором исследований выявлено, что наиболее перспективной и экономически эффективной технологией получения сжиженного шахтного метана является в современных условиях развития научно-технического прогресса стирлинг-технологии [15].

В основу данной технологии заложен цикл Стирлинга в криогенных газовых устройствах, - в техническом плане они представляют криогенераторы с контурами внешнего охлаждения тепловых процессов.

Установки с циклами Стирлинга, как правило, работают с газами с максимальной температурой конденсации в -200°C и поэтому их использование наиболее подходяще для ожижения шахтного метана(температура ожижения -162°C) [16].

Представленная технология с использованием циклов Стирлинга характеризуется наличием одного немаловажного преимущества: - процесс ожижения шахтного метана осуществляется без ступени предварительного сжатия (в качестве рабочего используется атмосферное давление), что позволяет резко удешевить технологические процессы, обеспечить соответствующую компактность и простоту эксплуатации и технического обслуживания промышленной установки.

Принципиально важная отличительная особенность технологии Стирлинга заключается в достижении 100% порога сжижения подаваемого объема газа при низком давлении, что обуславливает полное отсутствие сбросовых производственных трубопроводов (несжижившаяся часть), чем отличаются

промышленные установки с наличием в технологическом процессе высокого давления (установки дроссельно-детандерного типа и вихревые трубы).

В качестве серийных модификаций установок с циклами Стирлинга в настоящее время в сегменте российских производителей можно отметить воздухораспределительные установки АЖКЖ-0.05 и ЗИФ-700, 1002, 2002, которые характеризуются интервалом производительности от 15 до 75 л/ч.

В сегменте зарубежных модификаций можно отметить криогенераторы SGL-1,4 компании Stirling Cryogenics & Refrigeratio с интервалом производительности 20-85 л/ч. Самыми высокопроизводительными серийно выпускаемыми являются криогенераторы Werkspoor и Philips с производительностью до 700 л/ч.

Таким образом, можно отметить довольно широкий диапазон производительности выпускаемых КГМ Стирлинга. Исходя из этого, на основе стирлинг-технологий могут быть спроектированы:

- сеть индивидуальных мобильных заправочных пунктов с производительностью до 40 л/ч сжиженного газа;
- сеть гаражных стационарных заправочных станций с производительностью до 700 л/ч сжиженного газа;
- стационарные заправочные комплексы с производительностью свыше 1 т/ч сжиженного газа, что вполне подходит для удовлетворения нужд угледобывающих предприятий.

Следует отметить, что создание установки (криогенератора) с заявленной производительностью 1.0 т/ч связано с технологическими особенностями использования так называемых традиционных способов (цикл дроссельно-детандерного типа и цикл вихревой трубки Ранка), и новых, инновационных способов, которые основаны на комбинаторике тепловых процессов в контурах внешнего и внутреннего охлаждения.

Внутреннее охлаждение основано на изобарном расширении метана (частичное ожижение), внешнее – за счет использования конденсатора, который является составной частью КГМ Стирлинга. Общий вид установки (криогенератора ожижения метана) приведен на рис. 2.5.

- | | |
|--|-------------------------------------|
| 1. Отбор газа из магистрального трубопровода | 6. Дросселирование (переохлаждение) |
| 2. Очистка | 7. Сжижение |
| 3. Осушка | 8. Временное хранение |
| 4. Охлаждение до атмосферной температуры | 9. Отгрузка потребителям |
| 5. Охлаждение жидким азотом (пропаном, этаном) | |

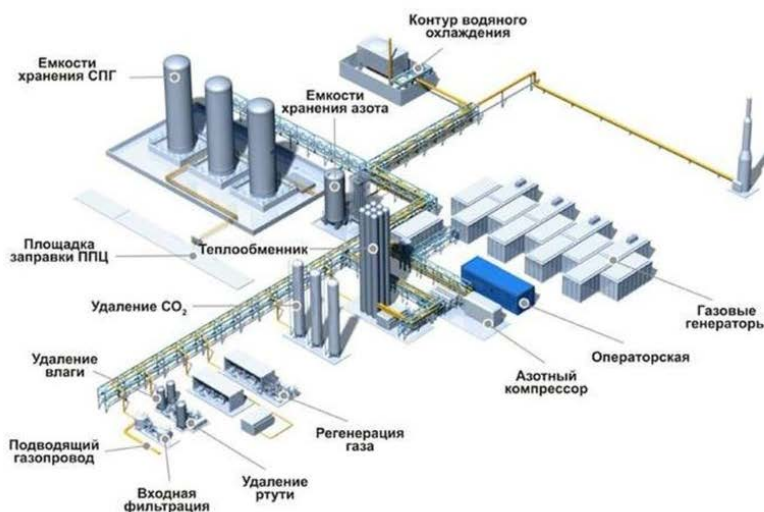


Рис. 2.5 – Принципиальная функциональная структура криогенератора по ожижению шахтного метана

Технологические процессы производства сжиженного природного газа представлены следующими составляющими: 1. Технологический процесс подготовки исходного сырья, который предусматривает наличие ступени очистки исходного сырья от различных природных примесей и удаление влаги), 2. технологический процесс предварительного сжатия исходного сырья и используемого хладагента, 3. технологический процесс криогенного охлаждения шахтного метана, 4. технологический процесс удаления тяжелых углеводородов, 5. технологический процесс прямого ожижения. После прохождения всей цепочки конечный продукт - сжиженный газ пот системе трубопроводов направляется в резервуары в теплоизолированном низкотемпературном исполнении, откуда по мере поступления заявок отгружается конкретным потребителям.

Промышленные технологии, используемые в криогенераторах ожижения шахтного метана

Технология сжижения СПГ предусматривает несколько модификаций циклов. Практика показала, что наибольшее распространение получили циклы сжижения, основанные на использовании внешней криогенной установки, хладагентом в которой являются углеводородные газы или азот со степенью

сжижения около 97%. Очень широко используется технология, основанная на циклах со смесями хладагентов.

Основными ограничениями при выборе криогенного цикла и технологии сжижения являются следующие составляющие: производительность, качественные характеристики исходного сырья, температура сжижения, давление, качество конечного продукта.

Среди всех показателей, характеризующих термодинамическую составляющую цикла ожижения наиболее важным является удельное энергопотребление. Этот показатель определяет суммарную мощность компрессорной станции, массу и пространственные габариты теплообменных компонентов, а, в конечном итоге, первоначальные капиталовложения и эксплуатационные издержки при работе установки.

В настоящее время можно выделить следующие циклы:

- Модификации криогенных циклов, основанные на дросселировании;
- Криогенные циклы детандерного типа;
- Криогенные циклы каскадного типа с использованием чистого хладагента классического типа;
- Криогенные однопоточные циклы каскадного типа циклы с использованием многокомпонентного хладагента (углеводороды и азот);
- Комбинаторные криогенные циклы (комбинации элементов перечисленных криогенных циклов).

Модификации криогенных циклов, основанные на дросселировании

Криогенный цикл с дросселированием основан на процессе снижения давления газа, когда он проходит через отверстие определенной калибровки (клапан, вентиль), причем теплообмен с окружающей средой и соблюдается постоянство энтальпий. Основным результатом является понижение температуры газового потока и появление жидкой фазы (эффект Джоуль-Томсона).

На рисунке 2.6 приведены схемы установок.

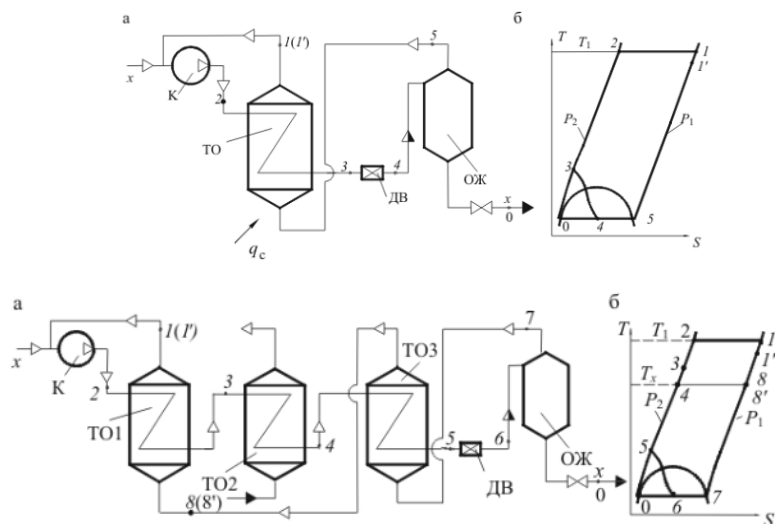


Рисунок 2.6 – Схемы технологических установок дросселирования с S - T диаграммами

Детандерные холодильные циклы. Криогенные циклы данного типа основаны на адиабатном расширении газа при отсутствии теплообмена с окружающей средой и реализуются в специальных устройствах (детандерах).

Одна из разновидностей детандерного криогенного цикла приведена на рисунке 2.7. В представленной схеме энергия, освобождаемая при адиабатном расширении газа в турбодетандерной установке, передается компрессору, находящемуся на одном валу с турбодетандером, сжимающему газ низкого давления.

Затраты энергии в холодильных циклах с дросселированием и детандером значительно зависят от давления сырьевого газа.

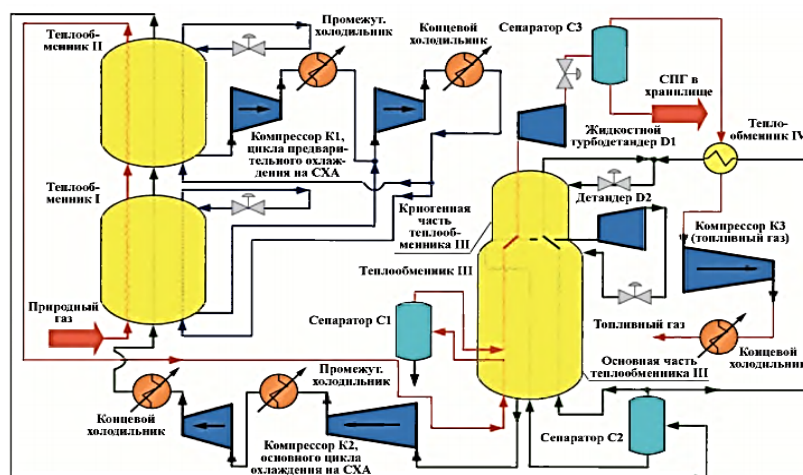


Рисунок 2.7 – Схема сжижения с турбодетандерным циклом

Каскадные холодильные циклы. Последовательность технологических процессов при каскадном холодильном цикле с разными веществами в качестве хладагента изображена на рисунке 2.8.

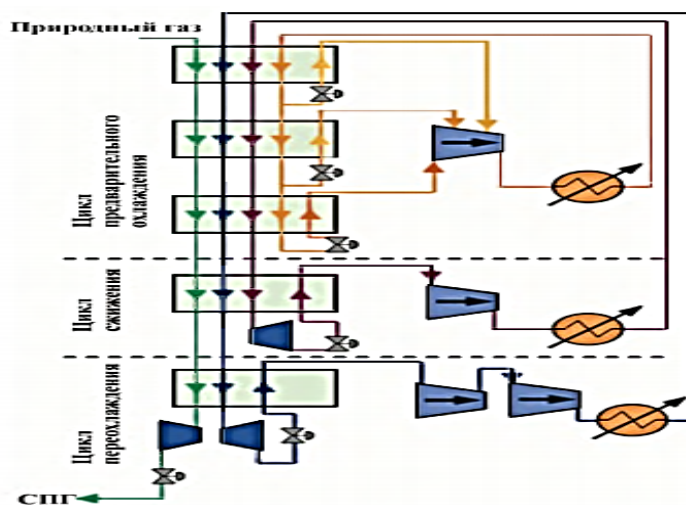


Рисунок 2.8 – Схема одноступенчатой холодильной установки, основанной на испарении хладагента

Первый цикл основан на использовании в качестве хладагента пропана или аммиака. Второй предусматривает использование этилена (этана), который формирует процесс конденсации в объеме пропанового испарителя.

Испарение этилена происходит при -100 C^0 , что приводит к конденсации метана в третьем цикле.

Криогенные циклы этого типа характеризуются довольно высокой энергоэффективностью, но большое количество отдельных компонентов оборудования обуславливают высокие первоначальные капитальные затраты и эксплуатационные издержки в период работы.

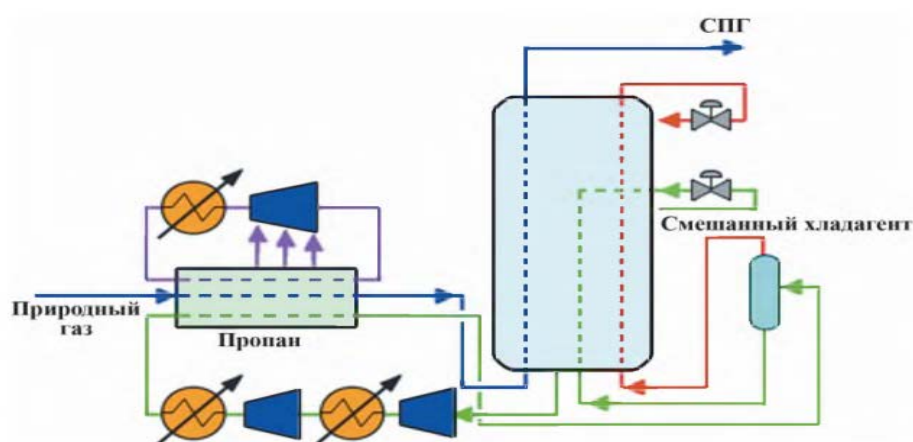
Криогенный цикл с использованием многокомпонентных холодильных агентов

Данная модификация криогенного цикла получила широкое распространение в последние 15-20 лет.

Цикл основан на основополагающих принципах предыдущих модификаций, основное отличие состоит в использовании циклов с переменной температурой кипения газовой смеси.

Энергоэффективность данной установки аналогична предыдущим установкам, но сама установка состоит из меньшего количества элементов, что в

Модификация наиболее простого цикла с одноступенчатым дросселированием хладагента, изображенный на рисунке 2.9.



Представленный цикл наиболее эффективен при сжижении природного газа, так как есть возможность получать холод в широком диапазоне температур.

Согласно проведенным исследованиям наиболее стандартной и часто используемой является следующая схема производственно-сбытовой цепи завода по производству СПГ, визуальное представление которой представлено на рис.2.10.



Источник: StatoilHidro, Atlantic
LNG Company of Trinidad &
Tobago

Завод *Atlantic LNG*, Тринидад и Тобаго. 4 технологических линии.
Запущен в 1999 г (1-я линия), 2002 (2-я), 2003 (3-я), 2005 (4-я).
Производительность 15 млн. т СПГ в год.

Рис. 2.10 – Схема производственно-сбытовой цепи завода по производству СПГ

Системы подготовки газа зависят от состава исходного сырья и типа завода: стационарный или мобильный. Для стационарных заводов, как правило используют аминовые системы очистки от кислых газов и криогенные системы удаления тяжелых углеводородов.

Для мобильных предпочтительнее выглядят методы короткоцикловой адсорбции (PSA или TSA) для очистки от примесей газа и осушки.

Наибольшее влияние на энергоэффективность, мобильность и время запуска производства СПГ оказывает выбранная технология ожижения метана.

Существует пять базовых способов сжижения и множество вариантов комбинирования их с целью получения максимальной эффективности сжижения [17,18].

Основная цель – повышение энергоэффективности за счет максимального совпадения кривой охлаждения природного газа и чистых хладагентов, которые дают возможность реализовать применение смешанных хладагентов, имеющих различные температуры конденсации.

В таблице 2.10 приведена статистика использования технологических процессов сжижения в мировой практике.

Таблица 2.10 – Статистические данные по использованию технологических процессов сжижения

№№ п/п	Завод СПГ	Страна	Год запуска	Число технологических линий	Общая производи- тельность, млн т/год	Технологический процесс
1	Arzew CAMEL	Алжир	1964	15	17.1	Cascade (1-3), APCI C3-MR (4- 15)
2	Kenai, Alaska	США	1969	1	1.3	Philips Cascade
3	Marsa el- Brega	Ливия	1970	4	3.0	APCI SMR
4	Lumut	Бруней	1972	5	6.5	APCI C3-MR
5	Skikda	Алжир	1972	6	5.9	Tealarc (1-3), PRISO (4-6)
6	Adgas	ОАЭ	1977	3	6.0	APCI C3-MR
7	Bootang	Индонезия	1977	8	21.2	APCI C3-MR
8	Bethiowa	Алжир	1978	12	16.2	APCI C3-MR
9	Arun	Индонезия	1978	6	12.0	APCI C3-MR
10	Bintulu 1	Малайзия	1983	3	7.5	APCI C3-MR
11	NWS	Австралия	1989	5	16.3	APCI C3-MR
12	Bintulu 2	Малайзия	1995	3	9.0	APCI C3-MR
13	Qualargas	Катар	1996	3	9.6	APCI C3-MR
14	Atlantic	Тринидад и Тобаго	1999	4	14.8	СРОСР
15	NLNG	Нигерия	1999	6	20.7	APCI C3-MR
16	RasGas	Катар	1999	7	36.3	APCI C3-MR
17	OLNG	Оман	2000	3	9.9	AP-X
18	Bintulu 3	Малайзия	2003	2	7.6	APCI C3-MR
19	Damieta	Египет	2004	1	5.0	APCI C3-MR
20	Idku	Египет	2005	2	7.2	APCI C3-MR
21	Darwin	Австралия	2006	1	3.7	СРОСР
22	Bioko	Э. Гвинея	2007	1	3.8	СРОСР
23	Snohvit	Норвегия	2007	1	4.3	Statoil
24	Сахалин	Россия	2009	2	9.6	Shell DMR
25	Qatar Gas 2	Катар	2009	2	15.6	APCI AP-X
26	Tangguh	Индонезия	2009	2	7.6	APCI C3-MR
27	Yemen	Йемен	2009	2	6.8	APCI C3-MR
28	Peru	Перу	2010	1	4.4	APCI C3-MR
29	Qatar Gas 3	Катар	2010	1	7.8	APCI AP-X
30	Qatar Gas 4	Катар	2011	1	7.8	APCI AP-X
	Всего:			113	304.5	

Таблица 2.11 – Группировка циклов сжижения газа по количеству циклов сжижения

	Число ХЦ	Компания-разработчик	Процесс	Холодильный агент
Малотоннажные	1	Black & Veatch Shell, APCI Linde	PRICO SMR BHP/Linde SMR Kryopak EXP PCMR/SCMR TEALARC	CXA CXA Азот CXA CXA/CXA CXA
Крупнотоннажные	2	APCI Shell IFP/Axens APCI Phillips Statoil/Linde	C3-MR, C3-VR/Split MR C3-MR (PMR) DMR Liquefin AP-X Cascade Optimised Cascade MFC	C3/CXA C3/CXA CXA/CXA CXA/CXA C3/CXA/N2 C3/Этилен/C1 C3/Этилен/C1 CXA/CXA/CXA

Все представленные выше технологические циклы можно сгруппировать по числу циклов сжижения газов (таблица 2.11) [19, 20]. В таблице 2.12 приведены основные промышленные процессы производства СПГ.

Таблица 2.12 – Технологические процессы производства сжиженного природного газа

№№ п/п	Технологический процесс	Число технологических линий	Общая производительность, млн т/год
1	Классический каскад	4	2.2
2	CROCP	8	29.5
3	TEALARC	3	2.55
4	PRISO	3	3.35
5	APCI SMR	4	3.0
6	APCI C3-MR	71	156.5
7	APCI C3-MR/Split MR	9	37.9
8	APCI AP-X	6	46.8
9	Statoil/Linde MFC	1	4.3
10	Shell DMR	4	18.4
	Итого:	113	304.5

Функционально **классический каскад** предполагает в технологической структуре комплекс хладагентов, который представлен пропаном, этиленом и метаном. Данные хладагенты вовлекаются в технологический процесс последовательно, исходя из соответствующего диапазона температур охлаждения. Классический каскадный процесс представлен на рис.2.11. К основным недостаткам процесса следует отнести низкий КПД, который обусловлен большим расстоянием между кривой охлаждения газа и линией охлаждения хладагентов и их большие утечки.

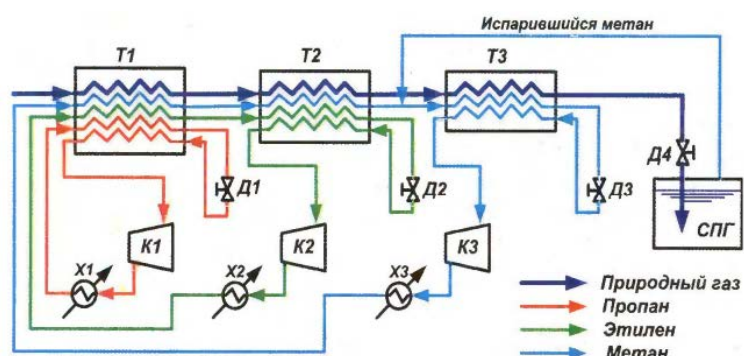


Рис.2.11 – Технологическая функциональная структура классического каскада

CROCP – модернизированный каскадный процесс Philips – предполагает в технологической структуре классического каскада дополнение в виде возврата паровой фазы сжиженного природного газа в рабочую систему ожижения (рис.2.12).

TEALARC - функционально данный процесс предполагает в технологической структуре комплекс хладагентов, который представлен азотом, этаном, метаном, пропаном и бутаном, которые реализуют однопоточный цикл охлаждения. Принципиально различают два подвида данной технологии, отличающиеся уровнями рабочего давления (рис. 2.13, 2.14).

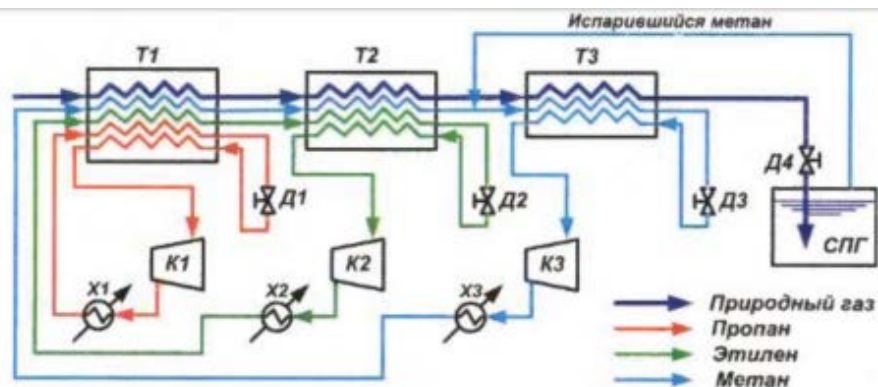


Рис. 2.12 - **CROCP** – модернизированный каскадный процесс Philips

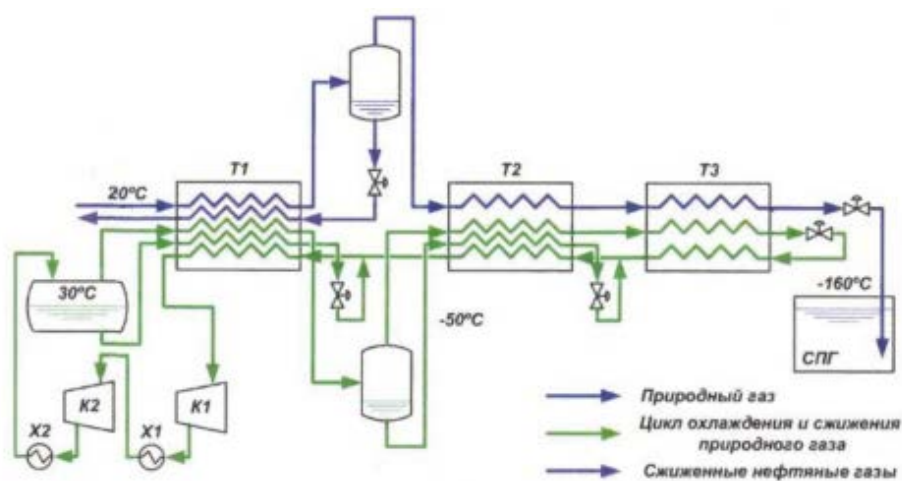


Рис.2.13 - Технологическая функциональная структура процесса **TEALARC 1**

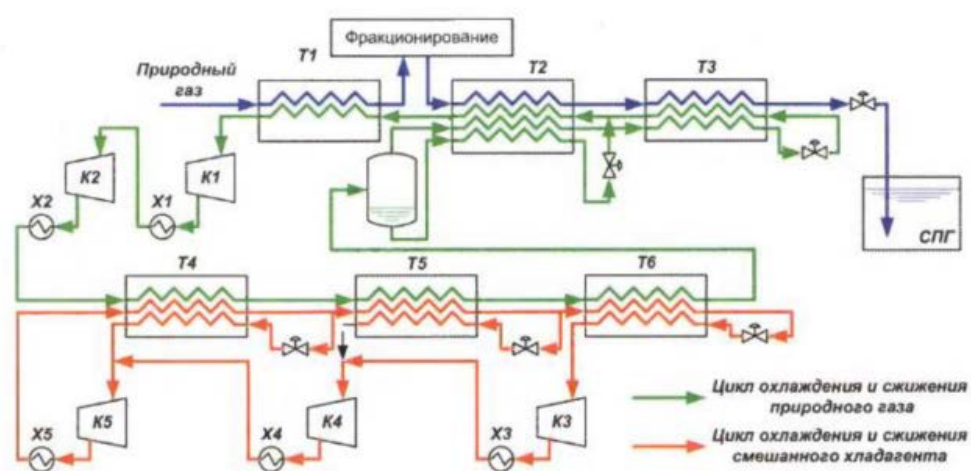


Рис.2.14 - Технологическая функциональная структура процесса **TEALARC 2**

PRISO - функционально данный процесс предполагает в технологической структуре модифицированный однопоточный цикл охлаждения (рис.2.15).

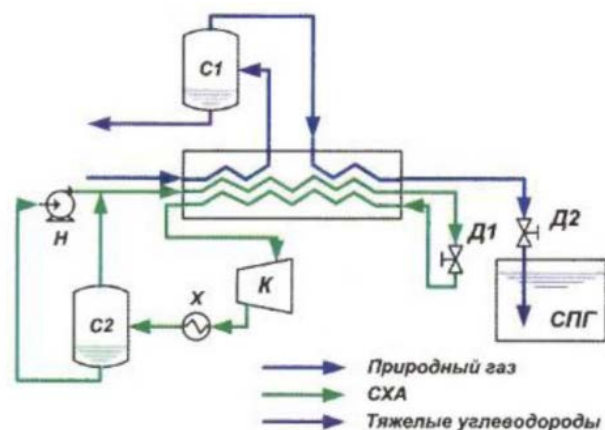


Рис.2.15 - Технологическая функциональная структура процесса **PRISO**

Процесс обладает теми же недостатками, что и классический каскад, но более прост в управлении и обслуживании.

Существует модернизированный процесс **PRISO**, который предполагает наличие в функциональной структуре дополнительной стадии компримирования (рис. 2.16).

Стоит отметить, что не все используемые технологии сжижения на крупнотоннажных заводах применимы к маллотоннажным в связи с высокой сложностью технологического процесса. Это касается сложных циклов на смешанных хладагентах с предварительными охлаждениями

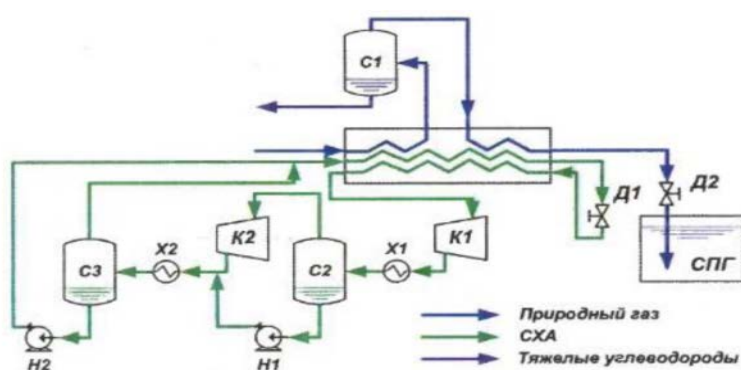


Рис.2.16 - Технологическая функциональная структура модернизированного процесса **PRISO**

APCI SMR - функционально данный процесс предполагает в технологической структуре модифицированный однопоточный цикл охлаждения с использованием смешанного хладагента (рис. 2.17).

Таблица 2.13 – Сравнительная стоимость строительства завода СПГ

Компания	Оборудование	Производи- тельность	Исполнение	Способ ожижения	Мощность	Стоимость
Dresser-Rand, Siemens (Германия)	Установка сжижения LNGO	2т/час	Мобильное	Турбодетандерный с азотным охлаждением	1.9 Мвт	11500000\$
Criostar (Франция), Intratool (Россия)	Стационарный завод под ключ	3т/час	Стационарное	Азотный цикл	3.5 Мвт	21030000\$
Criostar (Франция), Intratool (Россия)	Стационарный завод под ключ	1.5т/час	Стационарное	Азотный цикл	2.2 Мвт	14458500\$
Plum Energy (США)	Мобильный завод СПГ (оборудование)	1.85 т/час	Мобильное	Смешанный хладагент	1.0 Мвт	8600000\$
Sermem (Китай) Нефтегазовые инновации (Россия)	Мобильный завод под ключ	1.5 т/час	Мобильное	Смешанный хладагент	1.2 Мвт	20299847\$
Sermem (Китай) Нефтегазовые инновации (Россия)	Стационарный завод под ключ	3.0 т/	Стационарное	Смешанный хладагент	2.1 Мвт	23655015\$
Sermem (Китай) Нефтегазовые инновации (Россия)	Стационарный завод под ключ	1.5 т/час	Стационарное	Смешанный хладагент	1.1 Мвт	18450612\$
ООО НПФ «Криоген – Холод – Технологии» (Россия)	Стационарный завод под ключ	1.5 т/час	Стационарное	Смешанный хладагент	н/д	20672584\$
ООО НПФ «Циклогаз» (Россия)	Блок комплексной очистки газа перед блоком сжижения	1.5 т/час	Мобильное	Очистка газа методом коротко- циклового адсорбции	0.3 Мвт	764526\$
ЗАО «Криогаз» (Россия)	Стационарный завод под ключ	1.5 т/час	Стационарное	Азотный цикл	н/д	19113150\$
ЗАО «Криогаз» (Россия)	Стационарный завод под ключ	3.0 т/час	Стационарное	Азотный цикл	н/д	25993884\$
ООО НПФ «Циклогаз» (Россия)	Мобильный комплекс с системой подготовки газа (оборудование)	1.5 т/час	Мобильное	Детандерный цикл с азотным охлаждением	1.94 Мвт	6880734\$

Таблица 2.14 – Индикативная стоимость СПГ оборудования

Компания	Тип оборудования	Форм-фактор	Объем хранения	Стоимость
Хранение				
TECHNOMPLANTI (Италия)	Криогенная емкость	Полуприцеп	14.6 т	348000 евро
Криобак (Россия), CIMC SANCTUM (Китай)	Криогенная емкость	Стационар	10.5 т	91300 евро
Криобак (Россия), CIMC SANCTUM (Китай)	Криогенная емкость	Стационар	12.6 т	102000 евро
Криобак (Россия), CIMC SANCTUM (Китай)	Криогенная емкость	Стационар	21.0 т	137500 евро
Криобак (Россия), CIMC SANCTUM (Китай)	Криогенная емкость	Стационар	42.0 т	217000 евро
Криобак (Россия), CIMC SANCTUM (Китай)	Криогенная емкость	Стационар	84.0 т	535000 евро
Криобак (Россия), CIMC SANCTUM (Китай)	Криогенная емкость	Стационар	105.0 т	614000 евро
Криобак (Россия), CIMC SANCTUM (Китай)	Криогенная емкость	ISO контейнер 20ф	10.0 т	99000 евро
Криобак (Россия), CIMC SANCTUM (Китай)	Криогенная емкость	ISO контейнер 40ф	17.6 т	142000 евро
Криобак (Россия), CIMC SANCTUM (Китай)	Криогенная емкость	ISO контейнер 40ф	18.7 т	150500 евро
Криобак (Россия), CIMC SANCTUM (Китай)	Криогенная емкость	Полуприцеп	17.6 т	189000 евро
Криобак (Россия), CIMC SANCTUM (Китай)	Криогенная емкость	Полуприцеп	19.7 т	225000 евро
Заправка				
TECHNOMPLANTI АРМ (Италия)	КриоАЗС для прямой работы от полуприцепа	Полустационар	160 л/мин	449000 евро
Криобак (Россия), CIMC SANCTUM (Китай)	КриоАЗС (без емкости) 1 пост	ISO контейнер 30ф	н/д	250000 евро
Криобак (Россия), CIMC SANCTUM (Китай)	КриоАЗС (без емкости) 2 поста	ISO контейнер 30ф	н/д	300000 евро
Криобак (Россия), CIMC SANCTUM (Китай)	КриоАЗС (емкость 30.5 т), 1 пост	ISO контейнер 40ф	н/д	550000 евро
Криобак (Россия), CIMC SANCTUM (Китай)	КриоАЗС (емкость 30.5 т), 2 поста	ISO контейнер 40ф	н/д	640000 евро
Криобак (Россия), CIMC SANCTUM (Китай)	КриоПАГЗ (емкость 8.4 т) шасси КАМАЗ	Мобильный топливо-заправщик	н/д	499000 евро
Криобак (Россия), CIMC SANCTUM (Китай)	КриоПАГЗ (емкость 8.4 т) шасси IVECO	Мобильный топливо-заправщик	н/д	599000 евро
Криобак (Россия), CIMC SANCTUM (Китай)	КриоПАГЗ (емкость 16.8 т) шасси STEELBEAR	Мобильный топливо-заправщик	н/д	550000 евро
Ленпромавтоматика	КриоАЗС (без емкости), 2 поста	ISO контейнер 6м	1000 л/мин	611621 евро
Ленпромавтоматика	КриоАЗС (без емкости), 2 поста	ISO контейнер 6м	500 л/мин	489297 евро
Ленпромавтоматика	КриоАЗС, 1 пост	ISO контейнер 6м	1000 л/мин	519878 евро
Ленпромавтоматика	КриоАЗС, 1 пост	ISO контейнер 6м	500 л/мин	397554 евро

Транспортирование и перевозка СПГ

А. Использование железнодорожного транспорта для перевозки сжиженного природного газа

Опыт использования железнодорожного транспорта для перевозки сжиженного природного газа перевозки СПГ в настоящее время в России неизвестен, хотя основные преимущества данного вида транспорта общеизвестны. За основу можно взять отработанные вопросы организации перевозок с соблюдением соответствующих мер безопасности при перевозках сжиженных нефтяных газов.

Общий вид ж/д цистерн, используемых в США приведен на рисунке 2.19.



Рисунок 2.19 – Общий вид цистерн для транспортировки СПГ в США

В таблице 2.15 приведены примерные технические характеристики для ж/д цистерны объемом 100 м³.

Таблица 2.15 – Технические характеристики вагона-цистерны для перевозки СПГ объемом 100 м³

Параметр	Значение
Масса заливаемого продукта, тонн	36
Рабочее давление в цистерне, Мпа	0,6
Тип изоляции	Волокнисто-вакуумная
Перекачка жидкости	Методом выдавливания
Время бездренажного хранения, сут	35
Масса цистерны с газом, тонн	92
Срок службы, лет	20

Стоимость такой цистерны составляет порядка 200 тыс \$.

Б. Перевозка СПГ в автоцистернах

При малотоннажном производстве сжиженного природного газа, требуется решение вопроса его транспортировки непосредственно к потребителям в автоцистернах. Как показывает практика, в настоящее время при перевозке СПГ автомобильный транспорт более выгоден, чем водный или железнодорожный, так как более мобилен, сеть автодорог наиболее развита, существует соответствие пропускной способности и грузооборота. Однако его применение целесообразно при объемах производства (до 10 т/ч).

На рисунке 2.20 представлено изображение большегрузной автоцистерны СПГ.



Рисунок 2.20 – Большегрузная автоцистерна СПГ

В таблице 2.16 приведены технические характеристики большегрузной автоцистерны СПГ.

Таблица 2.16 – Техническая характеристика большегрузной автоцистерны для перевозки СПГ объемом 30 м³

Параметр	Значение
Масса цистерны с газом, тонн	28.3
Масса заливаемого газа, тонн	11.34
Рабочее давление в цистерне, Мпа	0.7
Тип изоляции цистерны	Слоисто-вакуумная
Время бездренажного хранения, сут	30
Скорость передвижения, км/час	50

Хранение СПГ

Процесс хранения СПГ является одним из основных в общей технологической схеме. Экономический анализ стоимости СПГ показывает, что на их транспорт и хранение приходятся наибольшие расходы.

Сжиженный природный газ хранят при невысоком давлении, равном 0,2 – 0,3 Мпа, и низкой отрицательной температуре -160 С⁰ в стальных и железобетонных теплоизолированных резервуарах, а также в подземных шахтного типа, созданных в устойчивых горных породах.

На рисунке 2.21 приведен общий вид хранилища надземного СПГ.



Рисунок 2.21 – Общий вид хранилища надземного СПГ

Опыт использования СПГ в качестве газомоторного топлива

Мировая практика использования СПГ показывает его предназначение в качестве газомоторного топлива для двигателей внутреннего сгорания автомобилей, тракторов, тепловозов, самолетов и вертолетов. Испытания автомобилей на СПГ выявили техническую, экологическую и экономическую целесообразность применения газа.

Исследованиями установлено, что при одинаковой мощности двигателей, работающий на СПГ, газовый имеет в 1,5 – 2 раза больший межремонтный ресурс, в 2 раза меньший расход масла, а также хорошие экологические характеристики. СПГ при этом, предпосылается большая перспективность среди других видов альтернативных моторных топлив (водород, этанол, пропан, бутан, метанол, электричество).

Следует отметить, что переоснащение автотранспорта сложными криогенными топливными системами наиболее эффективно в случае использования их на транспортных средствах большой мощности и грузоподъемности. Вопрос заправки таких автомобилей не стоит, так как существующие центробежные насосы формируют давление и скорость, аналогичные бензиновым.

Эквивалент энергетической эффективности 1 л СПГ выглядит следующим образом: 0,67 л бензина и 0,59 л дизельного топлива.

Использование СПГ в США и других странах в качестве моторного топлива в настоящее время носит главным образом ограниченный характер. На рисунке 2.22 представлена заправка автобуса от мобильного заправщика СПГ.



Рисунок 2.22 - Заправка автобуса от мобильного заправщика СПГ

Отсутствие в настоящее время развитой инфраструктуры заправочных станций является основным препятствием к широкому применению СПГ.

Главная проблема при использовании СПГ в качестве моторного топлива – это хранение необходимого запаса на борту автомобиля. Для транспортирования

и хранения природного газа в сжиженном состоянии при температуре $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ на автомобиле используются изотермические емкости, которые в структуре затрат на переоборудование автомобиля составляют до 70%.

В таблице 2.17 приведены технико-экономические характеристик различных видов топлив.

Таблица 2.17 – Техничко-экономические характеристики различных видов топлив

Топливо	Теплотворная способность, ккал/кг	Плотность, кг/м ³	Отношение расхода топлива, л к эквиваленту 1л бензина	Отношение расхода топлива, л к эквиваленту 1л ДТ	Стоимость 100км пробега, руб (2008 г)
Бензин	44200	730	1.0	1.2	1000
Дизтопливо	39000	830	0.8	1.0	768
Пропан-бутан	46000	545	1.1	-	528
СПГ	48500	455	1.6	1.6	448

Переведенный на чисто газовое топливо дизельный двигатель практически сажи не выбрасывает. При переводе на смешанный газодизельный режим процесс выброса сажи снижается в 2-3 раза.

Анализ текущей ситуации по производству СПГ и переводу карьерных самосвалов БелАЗ в газодизельный режим

Анализ опыта перевода автосамосвала БелАЗ на газодизельный цикл работы (Ковдорский ГОК)

Описание проекта. Создание опытного образца БелАЗа75139 (двигатель КТА50), работающего в газодизельном режиме.

Результаты. При разработке проекта планировалось приобретение топливных криоёмкостей производства фирмы CHART (США), но данная фирма в 2012 году была внесена в санкционный список (на данный момент санкции сняты), поэтому потребовался поиск другого поставщика. Новым поставщиком стала компания ГЕЛИЙМАШ.

Основным просчетом было применение СПГ класса В в качестве газомоторного топлива (для применения в качестве газомоторного топлива согласно ГОСТа требуется топливо класса А или Б), которое при

пусконаладочных работах приводило к замерзанию топливопроводов (из-за повышенного содержания CO₂). Работы по модернизации двигателей и поставке системы управления произвела компания The HEINZMANN Group. Впоследствии потребовалась модернизация топливной системы с установкой дополнительных клапанов.

После запуска системы в работу (расход топлива достигнут в соотношении 50/50) произошло прогорание цилиндра. После диагностики двигателя были обнаружены трещины еще в 2 цилиндрах. Явной связи с переводом автосамосвалов в газодизельный режим и прогоранием цилиндров не удалось установить. После капитального ремонта вышел из строя клапан в криогенной топливной системе.

Ориентировочные затраты на реализацию проекта на данный момент составили порядка 8 млн руб. Экономический эффект отсутствует ввиду большого плеча доставки СПГ (из Санкт-Петербурга, около 1000 км) и сопоставимой цены килограмма дизельного топлива и СПГ.

Заключение. Из-за проблем с оборудованием (криоёмкости не позволяют поддерживать давление на заданном уровне), участие в проекте переоборудования нескольких компаний приводит к трудностям в пусконаладочных работах и выводу техники на проектный режим работы. Логичным выглядит привлечение компаний, занимающихся комплексным переоборудованием автосамосвалов в газодизельный цикл работы.

Высокая стоимость СПГ и капитальные затраты делает проект неэффективным с точки зрения рентабельности и сроков окупаемости. Строительство завода СПГ в Петрозаводске, возможно, исправит данную проблему.

Перевод автосамосвалов предприятий США (компании GFS Corporation, PLUM ENERGY, White Rock Quarries) **в газодизельный режим.**

На рисунке 2.23 представлен автосамосвал Komatsu 830E-AC переведенный в двухтопливный режим работы.

Автосамосвал Komatsu HD830 по своим характеристикам близок к самосвалу БелАЗ-7530 г/п 220т. Представители компании GFS Corp., применительно к нашим условиям эксплуатации а/с БелАЗ-7530 г/п 220т видят реальные возможности достижения аналогичных результатов – снижение затрат на топливо в результате замещения порядка 50% ДТ на СПГ.

На рисунке 2.24 приведен процесс заправки автосамосвалов мобильным топливозаправщиком.



Рисунок 2.23 – Автосамосвал Komatsu 830E-AC, работающий в газодизельном режиме



Рисунок 2.24 – Процесс заправки автосамосвалов

По состоянию на 01 июля 2017 г. компанией GFS Corp. было оснащено системами EVO-MT более 50 карьерных автосамосвалов:

- 16 автосамосвалов Caterpillar 793B и C в “Coal West’s Eagle Butte” в Wyoming, США. Термальная угольная шахта;
- 14 самосвалов Komatsu 930E, 2 самосвала Komatsu 830E и 1 самосвал Caterpillar 793D на “Arch Coal’s Black Thunder mine Gillette”, Wyoming, США. Термальная угольная шахта;
- 4 самосвала Komatsu 830E и 2 самосвала Komatsu 930E на “Teck Resources Fording River” в Elkford, British Columbia, Канада. Коксовая угольная шахта;
- 11 автосамосвалов Caterpillar 785D, 2 фронтальных погрузчика Caterpillar 992 на “White Rock”, Florida, США.

Мини заводы по производству СПГ. На сегодняшний день в работе находятся *завод PLUM ENERGY* и завод **CRYOSAS**.

Перед поступлением на завод газ проходит обогащение на отдельном заводе, расположенном вблизи.



Рисунок 2.25 – Минизавод производства СПГ

На основе полученной информации сделаны следующие выводы и заключения:

1. **Перевод вскрышных локомотивов в газодизельный режим – неэффективен.** В переводе локомотивов, участвующих в вскрышных работах, специалисты GFS не видят эффективности перевода на двухтопливный цикл работы, т.к. основной процент замещения ДТ достигается при средних режимах работы двигателя, что характерно для тепловозов, эксплуатируемых на магистральных железнодорожных линиях

2. **Неразвитый рынок сбыта.** В связи с отсутствием рынка сбыта газа и низкой ценой на дизельное топливо, заводы СПГ работает на **50% своих производственных мощностей**.
3. **Отказ от газодизельных систем для автосамосвалов.** Поставки СПГ на прилегающий карьер для а/с Komatsu HD830, оснащенных системами GFS Corp, прекращены после падения цен на ДТ.
4. **Замещение 50/50.** Подтверждено замещение дизельного топлива газом в соотношении 50/50, но в условиях дешевого дизельного топлива переоборудование самосвалов нерентабельно.
5. **Эффективная работа завода от 50% номинальной мощности.** Эффективной работой завода по производству СПГ считается работа с загрузкой не менее 50% от номинальной производственной мощности, которая позволит сохранять себестоимость топлива на заданном уровне.
6. По вопросам строительства завода по переработке шахтного метана требуется глубокая проработка вопроса с выполнением технико-экономических расчетов и предварительного проектирования. Так как в США используется попутный нефтяной газ, а не шахтовый метан, а, следовательно, газовоздушные смеси достаточно сильно отличаются по составу.
7. По вопросам перевода транспорта требуется анализ рентабельности внедрения данных систем, с учетом всех возможных затрат, начиная со стоимости переоборудования и обслуживания, и заканчивая стимулированием персонала к работе на газодизельных автосамосвалах и рисками при эксплуатации.

Российские проекты. ООО «СибирьЭнерго» г. Новокузнецк

Общая информация. Резидент Кузбасского технопарка — ООО «Сибирь-Энерго» с июня 2015 года инвестировал в проект около 1 млрд. рублей. По заказу компании завод спроектировало и изготовило «под ключ» дочернее предприятие китайской государственной аэрокосмической корпорации CASIC — Aerosun Corp. В основе производства — высокотехнологичный принцип смешения хладагентов (MRC-процесс).

На рисунке 2.26 приведены технические характеристики завода.

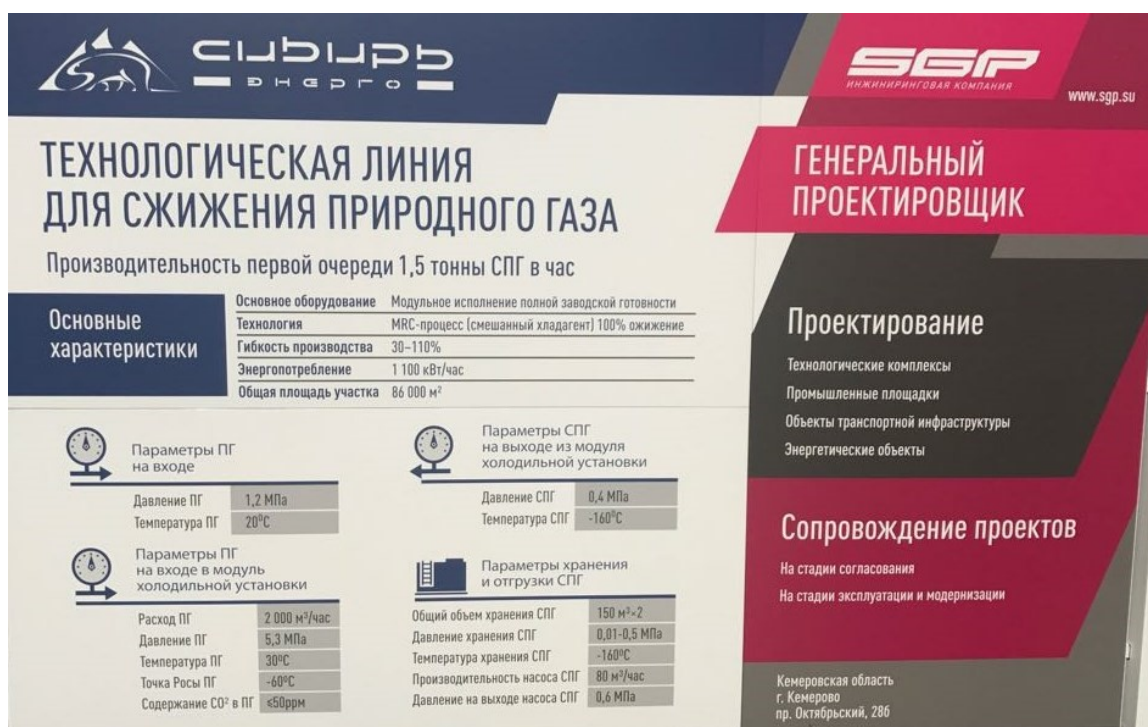


Рисунок 2.26 – Технические характеристики завода СПГ
ООО «Сибирь-Энерго»

Технология производства. Производство СПГ осуществляется из природного газа, поступающего по газопроводу Парабель – Томск.

Технологию производства можно разделить на несколько этапов.

- Узел учета входного газа
- Блок подготовки газа
- Установка сжижения газа
- Хранение готового продукта
- Узел заправки и учета СПГ
- Вспомогательное технологическое оборудование
- Диспетчерский пункт

Узел учета входного газа. На территорию завода приходит врезка из газопровода. В приложении приведен компонентный состав газа, поступающего на сжижение. Технологи отмечают высокую сорность газа (механические примеси), особенно в сезон ремонтных работ на газопроводе.

На рисунке 2.27 приведен узел ввода газа для производства СПГ.



Рисунок 2.27 – Узел ввода газа

Расчет за газ осуществляется по предоплатной системе. Учет потребления ведется как со стороны завода, так и со стороны газораспределительного узла. Один раз в сутки данные о потреблении газа отправляются к компании поставщику газа (Томск-Трансгаз Газпром).

Блок подготовки газа. Для выполнения работ по сжижению газа требуется его предварительная подготовка, которая заключается в следующих операциях:

Компримирование (увеличение давления газа до 30-50 атм.). Для оптимизации процесса очистки требуются большие расходы газа, следовательно необходимо повышение давления газа.

Очистка газа от примесей. При проведении работ по сжижению газа требуется высокая чистота газа от примесей. Поэтому, производится очистка газа с использованием механических фильтров. Для предварительной осушки используются фильтры с активированным углем.

Охлаждение газа. Охлаждение до -30 C^0 позволяет отделять большую часть влаги из газа

Очистка от CO_2 . Очистка от CO_2 производится с помощью аминного раствора. Который при насыщении регенерируется и может использоваться повторно.

Очистка от ртути. Для очистки от возможных примесей ртути используется демеркуризирующая колонна.

Осушение. Приведение газа к требуемой влажности для дальнейшего процесса сжижения и выделения тяжелых углеводородов.

На рисунке 2.28 приведена технологическая схема подготовки газа.

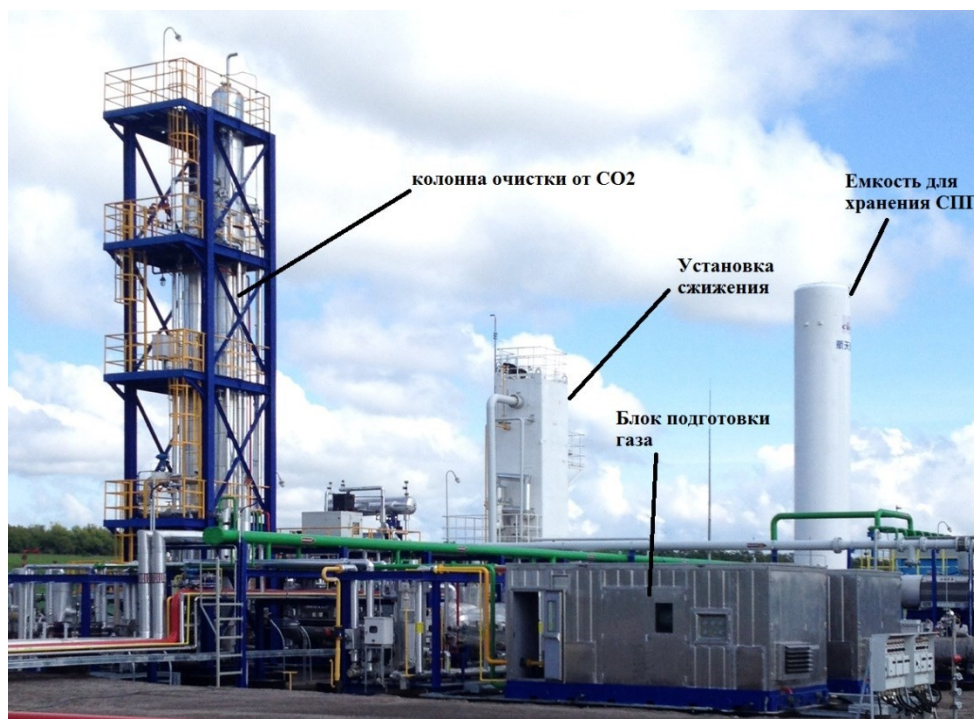


Рисунок 2.28 – Технологическая схема

Блок сжижения подготовленного газа. Для сжижения газа используется модификация однопоточного каскадного цикла с многокомпонентным хладагентом (смесь углеводородов и азота), реализующая MRC цикл. В процессе цикла происходит выделение тяжелых углеводородов (Пропан, Бутан), которые используются в технологическом процессе. Весь оставшийся газ сжижается и поступает в емкости для дальнейшего хранения.

Приведем состав хладагента, применяемого в MRC цикле (пятикомпонентная смесь):

Пропан. Бесцветный газ без запаха. Очень малорастворим в воде. Точка кипения $-42,1\text{ }^{\circ}\text{C}$. Точка замерзания $-188\text{ }^{\circ}\text{C}$. Образует с воздухом взрывоопасные смеси при концентрации паров от 1,7 до 10,9 %. Требуется газ достаточно высокой чистоты. Производится закупка у поставщиков.

Бутан. Бесцветный горючий газ, со специфическим запахом, при нормальном давлении легко сжижаем от $-0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$, замерзает при $-138\text{ }^{\circ}\text{C}$. Требуется газ достаточно высокой чистоты. Производится закупка у поставщиков.

Азот. Получается на азотной установке, работающей на территории завода для технологических нужд.

Метан. Используется метан, выделенный из жидкого состояния, достаточно высокой чистоты.

Этилен. Является простейшим алкеном (олефином), изологом этана. При нормальных условиях — бесцветный горючий газ со слабым запахом. Для технологического процесса требуется особочистый газ, которого в России не производят. Закупается газ из КНР.

Для системы ожижения является нормой утечка до 5% газа. На данном заводе процент утечки не превышает 2%.

На рисунке 2.29 представлен блок сжижения природного газа.



Рисунок 2.29 – Блок сжижение природного газа

Хранение готового продукта. Для хранения готового продукта используются две криогенные емкости, представленные на рисунке 2.30.

В емкостях производится контроль уровня. Анализ СПГ не производится, ввиду отсутствия технической возможности. Для анализов используется регазифицированный газ с автомобилями, работающих в газодизельном режиме. Производимый класс топлива согласно ГОСТ – СПГ класс Б (подходящий для применения в качестве газомоторного топлива).

Объем емкостей 150 м^3 или примерно 70 тонн СПГ. На рисунке 2.30 представлены криоёмкости для хранения готового СПГ. В емкостях 90% может

занимать жидкая фаза, газообразная занимает до 10%. Регазифицированный газ возможно повторно ожижать или применять для коммунально-бытовых нужд. Емкости нуждаются в периодическом обслуживании: требуется продувка теплоизолирующего материала азотом для предотвращения слеживаемости и равномерного распределения в полостях емкостей.



Рисунок 2.30 – Криоёмкости для хранения СПГ

Узел заправки и учета СПГ. Заправка автовоза СПГ производится при участии 3 человек: водителя, технолога, диспетчера. Процесс заправки длится порядка 40 минут, в автовоз помещается порядка 15 м³ СПГ. В режиме реального времени с использованием радиостанций контролируется процесс. Заправка автовоза производится с использованием крионасоса, скорость подачи которого регулируется удаленно.

На рисунке 2.31 представлен процесс заправки автовоза. В месте заправки производится контроль концентрации метана.



Рисунок 2.31 – Процесс заправки автовоза СПГ

Учет СПГ производится по следующему принципу:

Перед заправочной станцией установлена весоизмерительная платформа. Автомобиль заезжает. Производится тарирование емкости. Затем автомобиль заезжает на повторное взвешивание после полной заправки. Учет отгрузки СПГ ведется в тоннах. Стоимость тонны СПГ составляет 25 000 руб. без НДС.

Диспетчерский пункт и обслуживающий персонал. Система управления построена на базе немецкого оборудования : контроллер Siemens CPU-300, Scada система VinCC. Для повышения отказоустойчивости системы предусмотрено двойное резервирование ответственных датчиков и арматуры.

На рисунке 2.32 представлена система управления технологическим процессом. На 4 АРМ отображается система управления, на пятом АРМ система видеонаблюдения. Завод оборудован охранно-пожарной системой Bolid.

Состав персонала в смену:

- Оператор
- Технолог
- Слесарь КИПиА

Персонал в дневную смену:

- Слесарь
- Инженер-программист

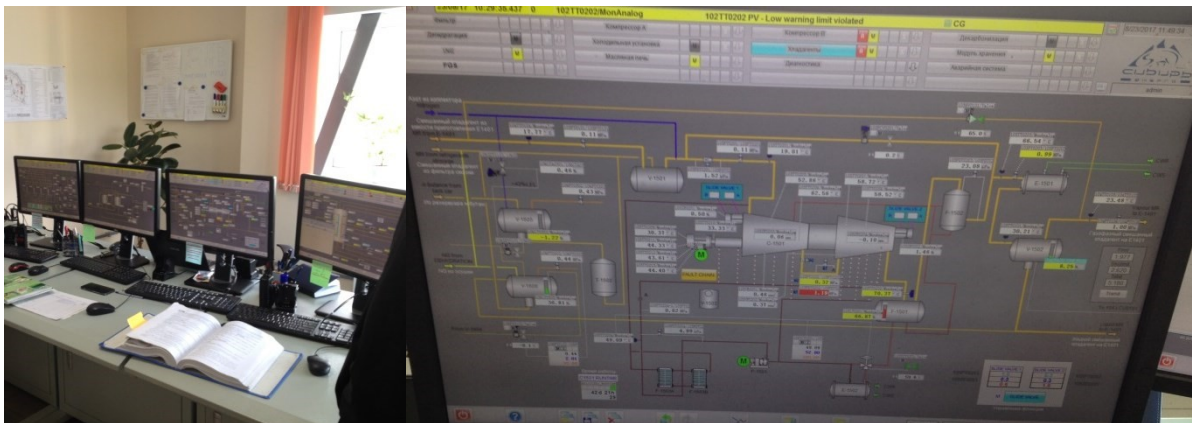


Рисунок 2.32 – Система диспетчеризации и управления технологическим процессом производства СПГ

Вспомогательное технологическое оборудование. В процессе очистки газа от примесей для целей регенерации сорбционных материалов требуется их нагрев до $300\text{ }^{\circ}\text{C}$. Для этих целей установлена специальная установка для нагрева масла, которая использует выделенные тяжелые углеводороды в качестве топлива. Тем самым обеспечивая, практически безотходное производство. На рисунке 2.33 приведена маслонагревательная установка.



Рисунок 2.33 – маслонагревательная установка

Так же в технологическом процессе необходимо производство азота, который применяется в охладительном цикле, используется в для продувки теплоизоляционных материалов криоёмкостей и криооборудования. Поэтому на территории завода установлена установка для производства азота.

Упрощенная технологическая схема приведена на рисунке 2.34.

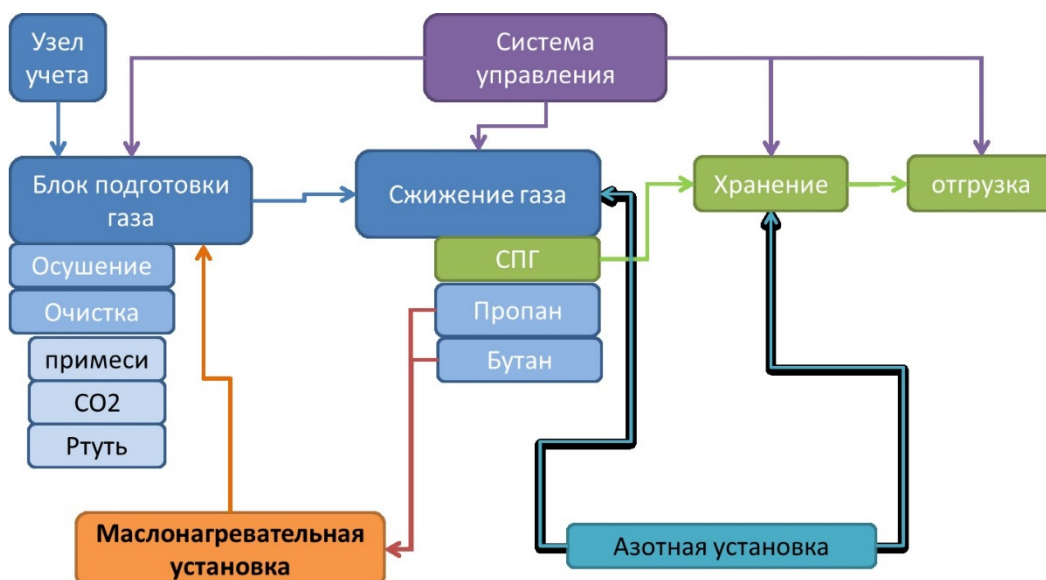


Рисунок 2.34 – Упрощенная схема завода по производству СПГ

На рисунке 2.35 приведена ГТЭС «Новокузнецкая»



Рисунок 2.35 – ГТЭС «Новокузнецкая»

Рассматривая возможный вариант перевода всей крупно и малотоннажной техники на газодизельный режим работы, логичным этапом является проработка вопроса строительства завода по производству собственного СПГ, который исключит монопольные поставки.

Строительство завода по производству СПГ предполагает наличие шахтного газа метана, извлекаемого в процессе дегазационных работ.

2.3 Оценка возможных вариантов перевода всей крупно - и малотоннажной техники на газодизельный режим работы



Рис. 2.36 – Распределение потенциального спроса по сегментам транспорта в Кемеровской области

Оценка прогнозного потребления сжиженного природного газа в Кузбассе угледобывающими компаниями показала, что потенциальный рынок представлен следующими потребителями, рис. 2.36 и таблица 2.18 [21].

Таблица 2.18 – Потенциальный рынок потребления СПГ в Кузбассе

Модели	Грузоподъемность	Количество	Обновление парка в год	Примерный объем потребления СПГ, тыс т
Komatsu HD785-5/7, Caterpillar 777D, Бела3 75306	90	179	21	33595
Бела3 75131-7517, Caterpillar 785C/D	130-150	668	77	250740
Бела3 75306	220-240	479	60	302920
Итого:		1326	158	587255

На рисунке 2.37 представлена динамика потребления СПГ при переходе самосвалов на газомоторное топливо.

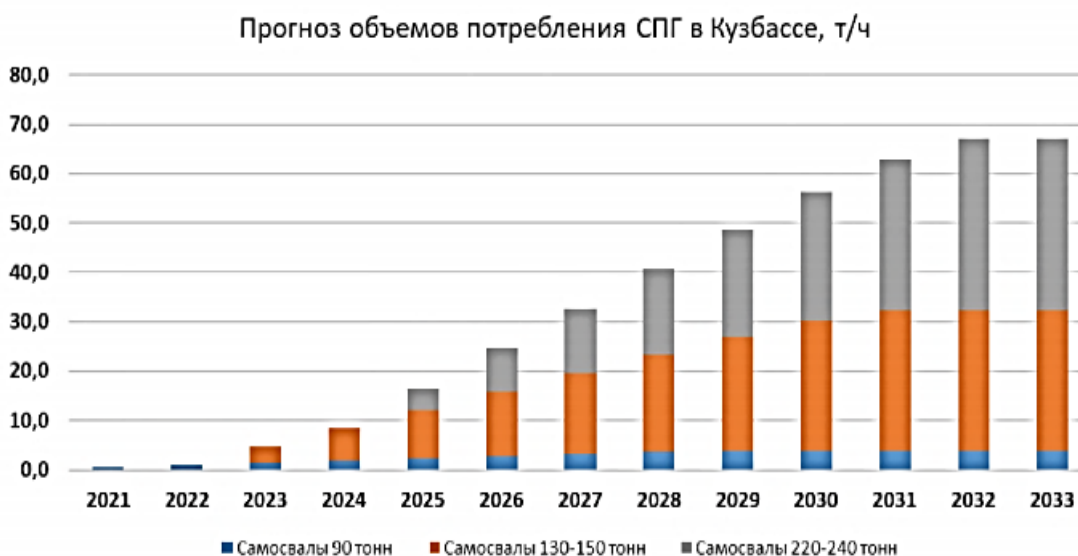


Рис.2.37 – Динамика потребления СПГ при переходе самосвального парка Кузбасса на ГМТ

В таблице 2.19 приведены сравнительные стоимости природного газа, СПГ и КПП по состоянию на 13.08.2019 [22].

Таблица 2.19 – Сравнительные стоимости природного газа, СПГ и КПП

Вид топлива	Стоимость
Магистральный природный газ	6.0 руб/м ³ (8.28 руб/кг)
Компримированный природный газ КПП	15.9 руб/м ³ (21.9 руб/кг)
Сжиженный природный газ - СПГ	27.9 руб/м ³ (38.5 руб/кг)

Проект перевода автотранспорта предполагает перевод грузового автопарка на газодизельный режим работы.

Рассмотрение проекта, логично разделить на несколько отдельных проектов, так как эффект от перевода малотоннажных и крупнотоннажных автосамосвалов различен.

Оценка перспектив потребления газомоторного топлива в АО «СУЭК»

В таблицах 2.20, 2.21 представлено потребление дизельного топлива по категориям транспорта, потенциально возможного к переводу на газодизельный режим работы или замене газовыми версиями.

Таблица 2.20 – Объемы потребления ДТ по категориям транспортных средств

ТС	Ед.	Мощность, л.с.	Средний расход ДТ, л/100 км	Средний суточный пробег, км	Средний годовой расход ДТ, кг	Суммарное потребление ДТ, кг
Всего по АО «СУЭК»						32430418
Карьерные самосвалы, в т.ч.	54					
БелаЗ 7513	33	1600	737.0	208.0	368000	12144000
БелаЗ 7530	21	2300	1160.0	222.0	620000	13020000
Малотоннажный транспорт, в т.ч.	182					7266418
Категория самосвалы	103		74.8	328.0	32189	3790354
VOLVO FM- TRUCK 6 на 4	60	400	58.3	326.1	12351	741081
VOLVO FMX	14	500	82.5	331.2	71654	1001892
VOLVO FM- TRUCK 8 на 4	14	400	81.5	296.0	58348	816871
SCANIA P440CB8	15	410	83.8	366.1	82034	1230510
Категория тягачи	34					889906
VOLVO FM- TRUCK 4 на 2	6	420	49.3	482.0	29559	177353
VOLVO FM- TRUCK 6 на 4	21	460	49.7	563.6	21532	495241
VOLVO FH 6 на 4	2	600	78.4	393.9	83060	166121
КамаЗ 65116	3	300	39.6	191.1	17064	51192
Категория бульдозеры	19					1337219
LIEBHERR PR754	15	340	1311.4	21.2	51482	772234
CATERPILLAR D8R	4	333	2332.3	20.7	141246	564984
Другие категории	26					1248940
Автогрейдер CATERPILLAR 24M	1	541	616.6	71.6	38295	38295
КамаЗ 43118 с КМУ	5	300	93.1	41.9	5263	26313
Погрузчик LIEBHERR L566	10	259	535/5	43/3	67189	671889
Погрузчик SHANTUI SL	10	238	499/5	42/7	51244	512442

Таблица 2.21 – Оценка максимальных объемов потребления газомоторного топлива

СПГ на всех ТС – объемы потребления СПГ, т/час			
Объект	Максимальное потребление 30% зам. БелаЗ	Максимальное потребление 50% зам. БелаЗ	Максимально возможное потребление ГМТ
АО «СУЭК-Кузбасс», в т.ч.	1.71	2.29	3.76
Карьерные самосвалы	0.88	1.46	2.93
Малотоннажный транспорт	0.83	0.83	0.83
Совместное использование СПГ и КПП			
СПГ на БелаЗах – объемы потребления КПП, т/ч			
Карьерные самосвалы	0.88	1.46	2.93
Доля СПГ в объеме ГМТ	51%	64%	78%
КПП на малотоннажном транспорте – объемы потребления КПП, т/ч			
Малотоннажный транспорт	0.83	0.83	0.83
Доля КПП в объеме ГМТ	49%	36%	22%

Из представленных данных видно, что объемы потребления СПГ находятся в диапазоне 0.4-4.0 т/ч при максимально возможном 5.5 т/ч.

Перевод малотоннажных автосамосвалов Scania,

Volvo в газодизельный режим

В рамках представленной работы предполагается перевод 3-х а/с VOLVO и 2-х а/с Scania на газодизельный режим работы. С учетом этого будет произведена оценка эффективности работы газодизельной системы, соответствие заявленным показателям: расход топлива 50/50, расчет экономического эффекта. В этой связи представлены коммерческое предложение на переоборудование а/с VOLVO в газодизельный режим с калькуляцией затрат, стоимость ежегодного технического обслуживания а/с VOLVO и Scania.

Расчет затрат на переоборудование

Для планирования затрат на покупку нового вида топлива и технического обслуживания произведен расчет необходимого количества СПГ. Расчет представлен в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Расчет эксплуатационных затрат на технику с СПГ
системами

Расчет потребности в СПГ				
Категория	ед.изм.	VOLVO	SCANIA	Итого
Ежегодное ТО	руб	223 000	223 000	
расход топлива VOLVO	л/ч	11,50	9,94	
стоимость ДТ	руб/кг	33,99	33,99	
время работы в сутки	ч	22	22	
коэффициент использования	%	0,85	0,85	
Ежедневный расход	л	253,00	218,68	
Плотность ДТ	кг/л	0,85	0,85	
Ежемесячный расход ДТ	л	6 666,55	5 762,22	
Ежемесячный расход ДТ	кг	5 666,57	4 897,89	
Планируемый коэффициент замещения ДТ	%	50%	50%	
Стоимость СПГ	руб/кг	25,00	25,00	
Газодизельный режим				
Ежемесячное потребление СПГ	кг	2 898,45	2 505,27	
Ежемесячное потребление ДТ	кг	2 833,28	2 448,94	
Ежемесячные затраты на СПГ	руб	72 461,23	62 631,71	
Ежемесячные затраты на ДТ	руб	96 303,31	83 239,56	
Ежемесячные затраты на топливо	руб	168 764,55	145 871,27	
Дизельный режим				
Ежемесячное потребление ДТ	кг	5 666,57	4 897,89	
Ежемесячные затраты на ДТ	руб	192 606,63	166 479,12	
Кол-во автосамосвалов	шт	3	2	5
4 квартал	единицы	3	0	3
Потребление СПГ за 4 квартал	кг	8 695	-	8 695,35
Затраты на закуп СПГ	руб	217 384	-	217 384
Ежегодные затраты	единицы	3	2	5
Закуп СПГ	кг	104 344	60 126	164 471
Затраты СПГ	руб	7 825 813	3 006 322	10 832 135
Закуп ДТ	кг	101 998	58 775	160 773
Затраты ДТ	руб	10 400 758	3 995 499	14 396 257
Техническое обслуживание	руб	669 000	446 000	1 115 000

Организационные мероприятия для перевода а/с в газодизельный режим

Для перевода автосамосвалов недостаточно организовать только переоборудование СПГ-системой, необходимо документальное оформление переоборудования для регистрации изменения техники в ГИБДД.

На рисунке 2.38 приведена диаграмма Ганта по предварительной оценке затрат времени на операции, необходимые для перевода единицы техники в газодизельный режим.

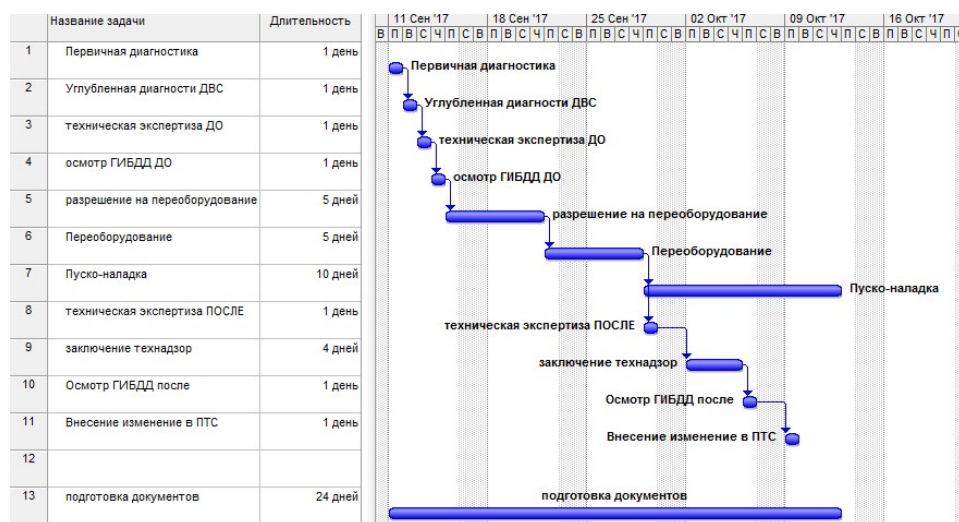


Рисунок 2.38 – Диаграмма Ганта для оценки затрат времени

Организация работы техники с газодизельной системой

Организация рабочего цикла техники подразумевает отдельную заправку СПГ один раз в смену в точке, определенной для каждого разреза. При учете работы техники с 50% замещением число заправок дизельным топливом сократится в два раза.

В целях стимулирования экипажа и минимизации саботирования перевода техники на газодизельный режим работы предполагаются стимулирующие надбавки в размере 5000 рублей.

Методика оценки эффективности работы техники

Для оценки эффективности работы техники в газодизельном режиме предполагается ежесменный статистический учет следующих показателей:

Средний расход топлива за смену, кг: СПГ и ДТ;
 Маршрут (с привязкой к высотным отметкам);
 Масса перевезенного груза за смену;
 Расход масла.

Оценка инвестиционного проекта

Оценка инвестиционного проекта проведена для единицы техники, так как эффект от реализации масштабируется пропорционально количеству. Расход топлива взят согласно установленных лимитов головным офисом. Срок амортизации равен 5 лет.

Ниже приведена экономическая модель с выкладками по анализу рентабельности проекта перевода автосамосвалов Scania и VOLVO.

В таблице 2.23 и 2.24 отражены основные характеристики проекта по переводу малотоннажных автосамосвалов на газодизельный режим.

Таблица 2.23 – Основные характеристики проекта по переводу автосамосвалов VOLVO на газодизельный режим

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2017 0	2018 1	2019 2	2020 3	2021 4	2022 5	2023 6	Итого
1	Эффективность									
1.1	Свободный денежный поток	тыс. руб.	-776	-335	-330	-325	-320	-315	-309	-2 710
1.2	Денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	-776	- 1111	- 1441	- 1766	- 2086	- 2401	- 2710	
1.3	Срок окупаемости	год								0,0
1.4	WACC	%	15,4%							
1.5	Коэффициент дисконтирования		1,00	0,87	0,75	0,65	0,56	0,49	0,42	
1.6	Дисконтированный FCF	тыс. руб.	-776	-290	-248	-212	-181	-154	-131	-1 991
1.7	Чистый приведенный доход (NPV)	тыс. руб.	-776	- 1066	- 1314	- 1525	- 1706	- 1860	- 1991	-1 991
1.8	Дисконтированный срок окупаемости	год								0,0
1.9	Внутренняя норма доходности (IRR)	%								
1.10	Рентабельность (PI)									-2,63

**Таблица 2.24 – Основные характеристики проекта по переводу
автосамосвалов Scania на газодизельный режим**

№ n/n	Показатели	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Итого
			0	1	2	3	4	5	6	
1	Эффективность									
1.1	Свободный денежный поток	Тыс. руб.	-686	-366	-363	-361	-358	-355	-352	-2 841
1.2	Денежный поток нарастающим итогом	Тыс. руб.	-686	-1052	-1 416	- 1776	- 2134	- 2489	-2 841	
1.3	Срок окупаемости	год								0,0
1.4	WACC	%	15,4%							
1.5	Коэффициент дисконтирования		1,00	0,87	0,75	0,65	0,56	0,49	0,42	
1.6	Дисконтированный FCF	Тыс. руб.	-686	-317	-273	-235	-202	-173	-149	-2 035
1.7	Чистый приведенный доход (NPV)	Тыс. руб.	-686	-1003	-1 276	- 1511	- 1713	- 1886	-2 035	-2 035
1.8	Дисконтированный срок окупаемости	год								0,0
1.9	Внутренняя норма доходности (IRR)	%								
1.10	Рентабельность (PI)									-3,06

В таблицах 2.25 и 2.26 приведены зависимости чистого приведённого дохода в зависимости от процента замещения для а/с VOLVO и Scania соответственно.

Таблица 2.25 – Зависимость чистого приведенного дохода от процента замещения дизельного топлива для а/с VOLVO

			Процент замещения ДТ на СПГ										
			100%	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%	20%	10%	0%
	NPV	- 1990,8	50%	40%	30%	20%	10%	0%	-10%	-20%	-30%	-40%	-50%
расход ДТ л/100км.	33,4	0,5	-1 991	-2 115	-2 238	-2 362	-2 486	-2 610	-2 733	-2 857	-2 981	-3 105	-3 228
	40,0	0,6	-1 743	-1 892	-2 040	-2 189	-2 337	-2 486	-2 634	-2 783	-2 931	-3 080	-3 228
	46,7	0,7	-1 496	-1 669	-1 842	-2 016	-2 189	-2 362	-2 535	-2 709	-2 882	-3 055	-3 228
	53,4	0,8	-1 262	-1 446	-1 644	-1 842	-2 040	-2 238	-2 436	-2 634	-2 832	-3 030	-3 228

60,0	0,9	-1 057	-1 241	-1 446	-1 669	-1 892	-2 115	-2 337	-2 560	-2 783	-3 006	-3 228
66,7	1	-858	-1 057	-1 262	-1 496	-1 743	-1 991	-2 238	-2 486	-2 733	-2 981	-3 228
73,4	1,1	-660	-878	-1 097	-1 328	-1 595	-1 867	-2 139	-2 412	-2 684	-2 956	-3 228
80,1	1,2	-462	-700	-937	-1 179	-1 446	-1 743	-2 040	-2 337	-2 634	-2 931	-3 228
86,7	1,3	-264	-521	-779	-1 036	-1 305	-1 619	-1 941	-2 263	-2 585	-2 907	-3 228
93,4	1,4	-66	-343	-620	-898	-1 179	-1 496	-1 842	-2 189	-2 535	-2 882	-3 228
100,1	1,5	132	-165	-462	-759	-1 057	-1 374	-1 743	-2 115	-2 486	-2 866	-3 228

Таблица 2.26 – Зависимость чистого приведенного дохода от процента замещения дизельного топлива для а/с Scania

		Процент замещения ДТ на СПГ											
			100%	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%	20%	10%	0%
	NPV	-2035	50%	40%	30%	20%	10%	0%	-10%	-20%	-30%	-40%	-50%
расход ДТ л/100км.	28,8	0,5	-2 035	-2 142	-2 249	-2 356	-2 463	-2 570	-2 677	-2 784	-2 891	-2 998	-3 105
	34,6	0,6	-1 821	-1 950	-2 078	-2 206	-2 335	-2 463	-2 591	-2 720	-2 848	-2 977	-3 105
	40,4	0,7	-1 607	-1 757	-1 907	-2 057	-2 206	-2 356	-2 506	-2 656	-2 805	-2 955	-3 105
	46,1	0,8	-1 393	-1 565	-1 736	-1 907	-2 078	-2 249	-2 420	-2 591	-2 763	-2 934	-3 105
	51,9	0,9	-1 184	-1 372	-1 565	-1 757	-1 950	-2 142	-2 335	-2 527	-2 720	-2 912	-3 105
	57,7	1	-1 000	-1 184	-1 393	-1 607	-1 821	-2 035	-2 249	-2 463	-2 677	-2 891	-3 105
	63,4	1,1	-827	-1 018	-1 224	-1 458	-1 693	-1 928	-2 164	-2 399	-2 634	-2 870	-3 105
	69,2	1,2	-656	-861	-1 071	-1 308	-1 565	-1 821	-2 078	-2 335	-2 591	-2 848	-3 105
	75,0	1,3	-485	-707	-930	-1 164	-1 436	-1 714	-1 992	-2 271	-2 549	-2 827	-3 105
	80,7	1,4	-313	-553	-793	-1 035	-1 308	-1 607	-1 907	-2 206	-2 506	-2 805	-3 105
	86,5	1,5	-142	-399	-656	-912	-1 184	-1 500	-1 821	-2 142	-2 463	-2 784	-3 105

По результатам предварительной оценки проект перевода малотоннажных автосамосвалов признан нерентабельным. По результатам пилотного проекта перевода 3-х а/с VOLVO и 2-х Scania будут получены уточненные данные по расходам топлива, проценту замещению. Для того, чтобы проект был рентабельным, требуется снижение стоимости обслуживания до 60 000 руб за автомобиль вместо 195 000 руб.

Перевод автосамосвалов БелАЗ 130т на газодизельный режим работы

Калькуляция затрат на переоборудование автосамосвала БелАЗ газодизельной системой, приведена ниже.

Организационные мероприятия для перевода а/с в газодизельный режим

Для перевода автосамосвалов недостаточно организовать только переоборудование СПГ-системой, необходимо документальное оформление переоборудования для регистрации изменения техники в ГИБДД.

На рисунке 2.38 приведена диаграмма Ганта по предварительной оценке затрат времени на операции, необходимые для перевода единицы техники в газодизельный режим.

Организация работы техники с газодизельной системой

Организация работы техники, работающей в газодизельном режиме, потребует технических перерывов на заправку СПГ от мобильного топливозаправщика.

В целях стимулирования экипажа и минимизации саботирования перевода техники на газодизельный режим работы предполагаются стимулирующие надбавки в размере 5000 рублей.

Методика оценки эффективности работы техники

Для оценки эффективности работы техники в газодизельном режиме предполагается ежемесячный статистический учет следующих показателей:

Средний расход топлива за смену, кг: СПГ и ДТ;

Маршрут (с привязкой к высотным отметкам);

Масса перевезенного груза за смену;

Расход масла

Оценка инвестиционного проекта

Оценка инвестиционного проекта проведена для единицы техники, так как эффект от реализации масштабируется пропорционально количеству техники. Расход топлива взят согласно установленных лимитов головным офисом. Срок амортизации равен 5 лет.

Ниже приведена экономическая модель с выкладками по анализу рентабельности проекта перевода автосамосвалов БелАЗ 130 т.

В таблице 2.27 отражены основные характеристики проекта по переводу крупнотоннажных автосамосвалов на газодизельный режим.

Таблица 2.27 – Основные характеристики проекта по переводу автосамосвалов БелАЗ 130 т. на газодизельный режим

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Итого
			0	1	2	3	4	5	6	
1	Эффективность									
1.1	Свободный денежный поток	Тыс. руб.	-3 018	1344	1443	1547	1656	1770	2008	6 749
1.2	Денежный поток нарастающим итогом	Тыс. руб.	-3018	- 1674	-231	1315	2971	4741	6749	
1.3	Срок окупаемости	год				2,1				2,1
1.4	WACC	%	15,4%							
1.5	Коэффициент дисконтирования		1,00	0,87	0,75	0,65	0,56	0,49	0,42	
1.6	Дисконтированный FCF	Тыс. руб.	-3018	1165	1083	1006	934	865	850	2 885
1.7	Чистый приведенный доход (NPV)	Тыс. руб.	-3018	- 1853	-770	236	1170	2035	2885	2 885
1.8	Дисконтированный срок окупаемости	год				2,8				2,8
1.9	Внутренняя норма доходности (IRR)	%								44%
1.10	Рентабельность (PI)									0,98

В таблице 2.28 приведена зависимость чистого приведённого дохода от процента замещения для а/с БелАЗ 130 т.

Таблица 2.28 – Зависимость чистого приведенного дохода от процента замещения дизельного топлива для а/с БелАЗ

			Процент замещения ДТ на СПГ										
			100%	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%	20%	10%	0%
	NPV	2 885,1	50%	40%	30%	20%	10%	0%	-10%	-20%	-30%	-40%	-50%
расход ДТ л/100км.	360,65	0,5	2 885	1 994	1 102	211	-680	-1 572	-2 463	-3 354	-4 265	-5 185	-6 292
	432,78	0,6	4 668	3 598	2 529	1 459	389	-680	-1 750	-2 819	-3 897	-5 001	-6 292
	504,91	0,7	6 451	5 203	3 955	2 707	1 459	211	-1 037	-2 285	-3 533	-4 817	-6 292
	577,04	0,8	8 233	6 807	5 381	3 955	2 529	1 102	-324	-1 750	-3 176	-4 633	-6 292
	649,17	0,9	10 016	8 411	6 807	5 203	3 598	1 994	389	-1 215	-2 819	-4 449	-6 292
	721,3	1	11 799	10 016	8 233	6 451	4 668	2 885	1 102	-680	-2 463	-4 265	-6 292
	793,43	1,1	13 581	11 620	9 659	7 698	5 737	3 776	1 816	-145	-2 106	-4 081	-6 292

865,56	1,2	15 364	13 225	11 086	8 946	6 807	4 668	2 529	389	-1 750	-3 897	-6 292
937,69	1,3	17 147	14 829	12 512	10 194	7 877	5 559	3 242	924	-1 393	-3 712	-6 292
1009,82	1,4	18 929	16 434	13 938	11 442	8 946	6 451	3 955	1 459	-1 037	-3 533	-6 292
1081,95	1,5	20 712	18 038	15 364	12 690	10 016	7 342	4 668	1 994	-680	-3 354	-6 292

В таблице 2.29 приведена зависимость срока окупаемости от процента замещения для а/с БелАЗ 130 т.

Таблица 2.29 – Зависимость срока окупаемости от процента замещения дизельного топлива для а/с БелАЗ

		Процент замещения ДТ на СПГ											
			100%	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%	20%	10%	0%
Срок окупаемости		2,8	50%	40%	30%	20%	10%	0%	- 10%	- 20%	- 30%	- 40%	- 50%
расход ДТ л/100кл	360,65	0,5	2,8	3,3	4,2	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	432,78	0,6	2,0	2,4	3,0	3,8	5,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	504,91	0,7	1,6	1,9	2,3	2,9	3,8	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	577,04	0,8	1,4	1,6	1,9	2,3	3,0	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	649,17	0,9	1,2	1,3	1,6	1,9	2,4	3,3	5,3	0,0	0,0	0,0	0,0
	721,3	1	1,0	1,2	1,4	1,6	2,0	2,8	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0
	793,43	1,1	0,9	1,0	1,2	1,4	1,8	2,4	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0
	865,56	1,2	0,8	0,9	1,1	1,3	1,6	2,0	3,0	5,3	0,0	0,0	0,0
	937,69	1,3	0,7	0,8	1,0	1,1	1,4	1,8	2,6	4,4	0,0	0,0	0,0
	1009,82	1,4	0,7	0,8	0,9	1,0	1,3	1,6	2,3	3,8	0,0	0,0	0,0
	1081,95	1,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,2	1,5	2,0	3,3	0,0	0,0	0,0

По результатам предварительной оценки проект признан рентабельным со сроком окупаемости 3 года с учетом всех эксплуатационных затрат. Требуются некоторые уточнения по переоборудованию самосвала для точной оценки экономического эффекта и мультиплицирования на всю крупнотоннажную технику.

Перевод автосамосвалов БелАЗ 220т на газодизельный режим

Методика оценки эффективности работы техники

Для оценки эффективности работы техники в газодизельном режиме предполагается ежесменный статистический учет следующих показателей:

Средний расход топлива за смену, кг: СПГ и ДТ;

Маршрут (с привязкой к высотным отметкам);

Масса перевезенного груза за смену;

Расход масла

Оценка инвестиционного проекта

Оценка инвестиционного проекта проведена для единицы техники, так как эффект от реализации масштабируется пропорционально количеству техники. Расход топлива взят согласно установленных лимитов головным офисом. Срок амортизации равен 5 лет.

Ниже приведена экономическая модель с выкладками по анализу рентабельности проекта перевода автосамосвалов БелАЗ 220 т. Модель проработана для варианта возможного замещения ДТ/СПГ: 30/70.

В таблице 2.30 отражены основные характеристики проекта по переводу крупнотоннажных автосамосвалов на газодизельный режим при условии 70% замещения топлива. Только при данном соотношении проект окупается за 6 лет. При 50% замещении проект на основании предварительных данных не окупается. Стоимость переоборудования 220 тонных БелАЗов составляет 16 млн руб., что в 5 раз превышает затраты на переоборудование 130 тонных БелАЗов.

Высокие расходы дизельного топлива предполагают сравнительно небольшие сроки окупаемости при стоимости переоборудования в пределах 5 млн. рублей и стоимости годового обслуживания криогенного оборудования 200-300 тыс. руб.

Таблица 2.30 - Экономическая модель для проекта перевода малотоннажных автомобилей на газодизельный режим работы (VOLVO)

№№ п/п	Параметры	Ед.изм.	1	2	3	4	5	6	7	Итого
1	Макропараметры									
1.1	Индекс инфляции		7%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	
2	Натуральные показатели									
2.1	Стоимость СПГ	руб/кг	25.00	26.50	27.83	29.22	30.68	32.21	33.82	
2.2	Стоимость ДТ	руб/кг	33.90	36.03	37.83	39.72	41.71	43.79	45.98	
2.3	Расход топлива	л/час	11.50							
2.4	Время работы в сутки	час	22							
2.5	КИП техники		0.85							
2.6	Плотность ДТ		0.85							
2.7	Расход топлива, год	тонн	66.72							
	Замещаемый объем ДТ	%	50.0							
2.8	Годовой расход ДТ с учетом замещения	тонн	33							
2.9	Годовой расход	тонн	34							

	СПГ									
3	Операционный поток		-20	-335	-330	-325	-320	-315	-309	
	Эффект от сокращения затрат на топливо			298	312	328	344	362	380	
3.1	Текущие затраты на ДТ			2404	2524	2650	2783	2922	3068	
3.2	Планируемые затраты на топливо			2106	2212	2322	2438	2560	2688	
	Дополнительные затраты		20	632	642	653	665	677	689	
3.3	Оформление документов	тыс руб	20							
3.4	Ежегодное ТО газового оборудования	тыс руб	195	206	216	227	239	251	261	
3.5	Стимулирующие надбавки водителям	тыс руб		350	350	350	350	350	350	
3.6	Непредвиденные расходы	тыс руб	76	76	76	76	76	76	76	
	Суммарный эффект	тыс руб	-20	-335	-330	-325	-320	-315	-309	
3.7	Амортизация		151	151	151	151	151	151		756
3.8	Налог на прибыль		0	0	0	0	0	0		
4	Инвестиционный поток									
4.1	Инвестиционные затраты с НДС	тыс руб	852							
4.2	Инвестиционные затраты без НДС	тыс руб	756							756
5	Эффективность									
5.1	Свободный денежный поток	тыс руб	-776	-335	-330	-325	-320	-315	-309	-2710
5.2	Денежный поток нарастающим итогом	тыс руб	-776	-1111	-1441	-1765	-2086	-2431	-2710	
5.3	Срок окупаемости	лет								0.00
5.4	WACC	%	15.4							
5.5	Коэффициент дисконтирования		1.00	0.87	0.75	0.65	0.56	0.49	0.42	
5.6	Дисконтированный DCF	тыс руб	-776	-290	-248	-212	-181	-154	-131	-1901
5.7	Чистый приведенный поток NPV	тыс руб	-776	-1006	-1314	-1525	-1706	-1800	-1901	-1991
5.8	Дисконтированный срок окупаемости	лет								0.00
5.9	Внутренняя норма доходности IRR	%								0.00
5.10	Рентабельность PI	%								-2.63

Таблица 2.31 - Экономическая модель для проекта перевода малотоннажных автомобилей на газодизельный режим работы (SCANIA)

№№ п/п	Параметры	Ед.изм.	1	2	3	4	5	6	7	Итого
1	Макропараметры									
1.1	Индекс инфляции		7%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	
2	Натуральные показатели									
2.1	Стоимость СПГ	руб/кг	25.00	26.50	27.83	29.22	30.68	32.21	33.82	
2.2	Стоимость ДТ	руб/кг	33.90	36.03	37.83	39.72	41.71	43.79	45.98	
2.3	Расход топлива	л/час	11.50							
2.4	Время работы в сутки	час	22							
2.5	КИП техники		0.85							
2.6	Плотность ДТ		0.85							
2.7	Расход топлива, год	тонн	57.67							
	Замещаемый объем ДТ	%	50.0							
2.8	Годовой расход ДТ с учетом замещения	тонн	29							
2.9	Годовой расход СПГ	тонн	29							
3	Операционный поток		-20	-366	-363	-361	-358	-355	-352	
	Эффект от сокращения затрат на топливо			257	270	284	298	313	328	
3.1	Текущие затраты на ДТ			2078	2182	2291	2405	2526	2652	
3.2	Планируемые затраты на топливо			1821	1912	2007	2108	2213	2324	
	Дополнительные затраты		20	623	633	644	656	668	680	
3.3	Оформление документов	тыс руб	20							
3.4	Ежегодное ТО газового оборудования	тыс руб	195	206	216	227	239	251	261	
3.5	Стимулирующие надбавки водителям	тыс руб		350	350	350	350	350	350	
3.6	Непредвиденные расходы	тыс руб	67	67	67	67	67	67	67	
	Суммарный эффект	тыс руб	-20	-366	-363	-361	-358	-355	-352	
3.7	Амортизация		133	133	133	133	133	133		666
3.8	Налог на прибыль		0	0	0	0	0	0		
4	Инвестиционный поток									
4.1	Инвестиционные затраты с НДС	тыс руб	786							
4.2	Инвестиционные затраты без НДС	тыс руб	666							666
5	Эффективность									
5.1	Свободный денежный поток	тыс руб	-686	-366	-363	-361	-358	-355	-352	-2841
5.2	Денежный поток нарастающим	тыс руб	-686	-1052	-1416	-1726	-2134	-2489	-2842	

	итогом									
5.3	Срок окупаемости	лет								0.00
5.4	WACC	%	15.4							
5.5	Коэффициент дисконтирования		1.00	0.87	0.75	0.65	0.56	0.49	0.42	
5.6	Дисконтированный DCF	тыс руб	-686	-317	-273	-235	-202	-171	-149	-2015
5.7	Чистый приведенный поток NPV	тыс руб	-686	-1038	-1276	-1511	-1713	-1886	-2035	-2035
5.8	Дисконтированный срок окупаемости	лет								0.00
5.9	Внутренняя норма доходности IRR	%								0.00
5.10	Рентабельность PI	%								-3.06

Таблица 2.32 - Экономическая модель для проекта перевода крупнотоннажных автомобилей на газодизельный режим работы (БелАЗ 130 т)

№№ п/п	Параметры	Ед.изм.	1	2	3	4	5	6	7	Итого
1	Макропараметры									
1.1	Индекс инфляции		7%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	
2	Натуральные показатели									
2.1	Стоимость СПГ	руб/кг	25.00	26.50	27.83	29.22	30.68	32.21	33.82	
2.2	Стоимость ДТ	руб/кг	33.90	36.03	37.83	39.72	41.71	43.79	45.98	
2.3	Расход ДТ годовой	тонн	600.63							
2.4	Грузооборот Белаз	тыс т	5142							
2.5	Норматив расхода топлива	л/100км	721.3							
2.6	Номинальная грузоподъемность	тонн	130							
2.7	Эксплуатационная скорость	км/час	12.2							
2.8	Дней работы		365							
2.9	Годовой пробег	тыс км	98							
2.10	Расход газа на 1 кг ДТ	кг	1.023							
2.11	Расход газа на 1 т км	кг	0.119							
2.12	Время работы в сутки	час	22							
2.13	КИП техники		0.85							
2.14	Плотность ДТ		0.85							
	Замещаемый объем ДТ	%	50.0							
2.15	Годовой расход ДТ с учетом замещения	тонн	300							
2.16	Годовой расход СПГ	тонн	307							
3	Операционный поток		-74	1344	1443	1547	1656	1770	2008	
	Эффект от сокращения затрат			2679	2813	2953	3101	3256	3419	

	на топливо									
3.1	Текущие затраты на ДТ			21640	22723	23850	25062	26304	27619	
3.2	Планируемые затраты на топливо			18962	19910	20905	21951	23048	24201	
	Дополнительные затраты		74	852	862	873	884	896	909	
3.3	Оформление документов	тыс руб	20							
3.4	Простой на время оформления	тыс руб	54							
3.5	Ежегодное ТО газового оборудования	тыс руб	196	207	217	228	239	251	263.8	
3.6	Стимулирующие надбавки водителям	тыс руб		350	350	350	350	350	350	
3.7	Непредвиденные расходы	тыс руб		294	294	294	294	294	294	
	Суммарный эффект	тыс руб	-74	1827	1951	2081	2217	2360	2510	
3.8	Амортизация			489	489	489	489	489	489	2944
3.9	Налог на прибыль		0	483	508	534	561	590	602	
4	Инвестиционный поток									
4.1	Инвестиционные затраты с НДС	тыс руб	2474							
4.2	Инвестиционные затраты без НДС	тыс руб	2944							2944
5	Эффективность									
5.1	Свободный денежный поток	тыс руб	-2018	1244	1443	1547	1656	1770	2008	6749
5.2	Денежный поток нарастающим итогом	тыс руб	-2018	-1636	-231	1315	2971	6741	6749	
5.3	Срок окупаемости	лет				2.1				2.1
5.4	WACC	%	15.4							
5.5	Коэффициент дисконтирования		1.00	0.87	0.76	0.66	0.56	0.49	0.42	
5.6	Дисконтированный DCF	тыс руб	-2018	1166	1083	1006	934	866	850	2885
5.7	Чистый приведенный поток NPV	тыс руб	-2018	-1863	-770	236	1170	2035	2885	2885
5.8	Дисконтированный срок окупаемости	лет								2.8
5.9	Внутренняя норма доходности IRR	%								44
5.10	Рентабельность PI	%								0.98

Таблица 2.33 - Экономическая модель для проекта перевода
крупнотоннажных автомобилей на газодизельный режим работы (БелАЗ
220 т)

№№ п/п	Параметры	Ед.изм.	1	2	3	4	5	6	7	Итого
1	Макропараметры									
1.1	Индекс инфляции		7%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	
2	Натуральные показатели									
2.1	Стоимость СПГ	руб/кг	25.00	26.50	27.83	29.22	30.68	32.21	33.82	
2.2	Стоимость ДТ	руб/кг	33.90	36.03	37.83	39.72	41.71	43.79	45.98	
2.3	Расход ДТ годовой	тонн	842.5							
2.4	Грузооборот Белаз	тыс т	8701.83							
2.5	Норматив расхода топлива	л/100км	842.5							
2.6	Номинальная грузоподъемность	тонн	220							
2.7	Эксплуатационная скорость	км/час	12.2							
2.8	Дней работы		365							
2.9	Годовой пробег	тыс км	97.97							
2.10	Расход газа на 1 кг ДТ	кг	1.023							
2.11	Расход газа на 1 т км	кг	0.099							
2.12	Время работы в сутки	час	22							
2.13	КИП техники		0.85							
2.14	Плотность ДТ		0.85							
	Замещаемый объем ДТ	%	70.0							
2.15	Годовой расход ДТ с учетом замещения	тонн	263							
2.16	Годовой расход СПГ	тонн	603							
3	Операционный поток		-74	2416	2618	2830	3053	3287	4206	
	Эффект от сокращения затрат на топливо			5260	5523	5799	6089	6394	6713	
3.1	Текущие затраты на ДТ			30335	21872	22466	25129	26896	28741	
3.2	Планируемые затраты на топливо			25094	26349	27667	29050	30502	32028	
	Дополнительные затраты		74	1399	1409	1420	1431	1443	1456	
3.3	Оформление документов	тыс руб	20							
3.4	Простой на время оформления	тыс руб	54							
3.5	Ежегодное ТО газового оборудования	тыс руб	196	207	217	228	239	251	261.9	
3.6	Стимулирующие надбавки водителям	тыс руб		350	350	350	350	350	350	
3.7	Непредвиденные	тыс руб		294	294	294	294	294	294	

	расходы									
	Суммарный эффект	тыс руб	-74	3862	4114	4380	4658	4951	5258	
3.8	Амортизация			3366	3366	3366	3366	3366	3366	16830
3.9	Налог на прибыль		0	1466	1466	1540	1605	1663	1502	
4	Инвестиционный поток									
4.1	Инвестиционные затраты с НДС	тыс руб	19959							
4.2	Инвестиционные затраты без НДС	тыс руб	16830							16830
5	Эффективность									
5.1	Свободный денежный поток	тыс руб	-16094	2416	2618	2830	3063	3287	4206	1508
5.2	Денежный поток нарастающим итогом	тыс руб	-16094	- 14488	- 11908	- 9029	- 5946	- 2068	1508	
5.3	Срок окупаемости	лет							6.6	6.6
5.4	WACC	%	15.4							
5.5	Коэффициент дисконтирования		1.00	0.87	0.76	0.66	0.56	0.49	0.42	
5.6	Дисконтированный DCF	тыс руб	-16094	2084	1966	1842	1722	1606	1591	2885
5.7	Чистый приведенный поток NPV	тыс руб	-16094	- 14830	- 12866	- 1100	- 9280	- 7634	- 5893	-5893
5.8	Дисконтированный срок окупаемости	лет								0.00
5.9	Внутренняя норма доходности IRR	%								2
5.10	Рентабельность PI	%								-0.75

В таблице 2.34 приведены стоимости заводов в зависимости от производительности.

Таблица 2.34 – Зависимость стоимости завода от производительности (предварительные данные)

Предварительные данные				
Объем производства, т/ч	1,5	3	5	10
Стоимость завода, млрд. руб.	0,86	1,05	1,19	1,54
Стоимость завода «под ключ», млрд. руб.	1,72	2,1	2,38	3,08
Площадь, га	0,35(70x50)			0,77(110x70)
Капитальные затраты на единицу производства тыс. руб/кг	65,4	39,9	27,2	17,5
Срок реализации	24-36 месяцев			

На рисунке 2.39 и 2.40 представлена зависимость стоимости от производительности и капитальных затрат на единицу производительности.

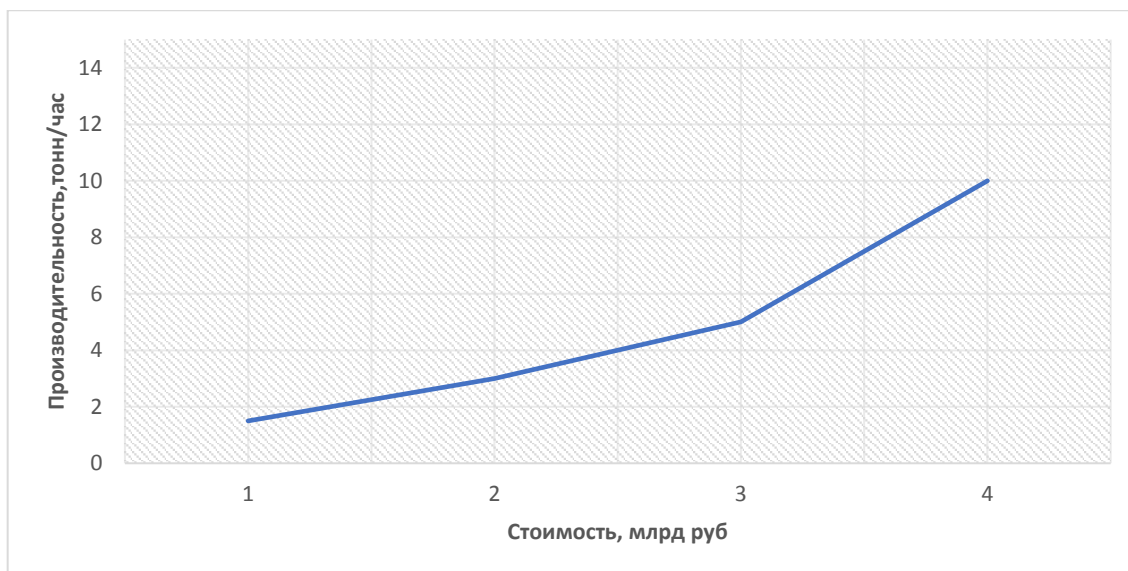


Рисунок 2.39 – Зависимость стоимости завода от производительности

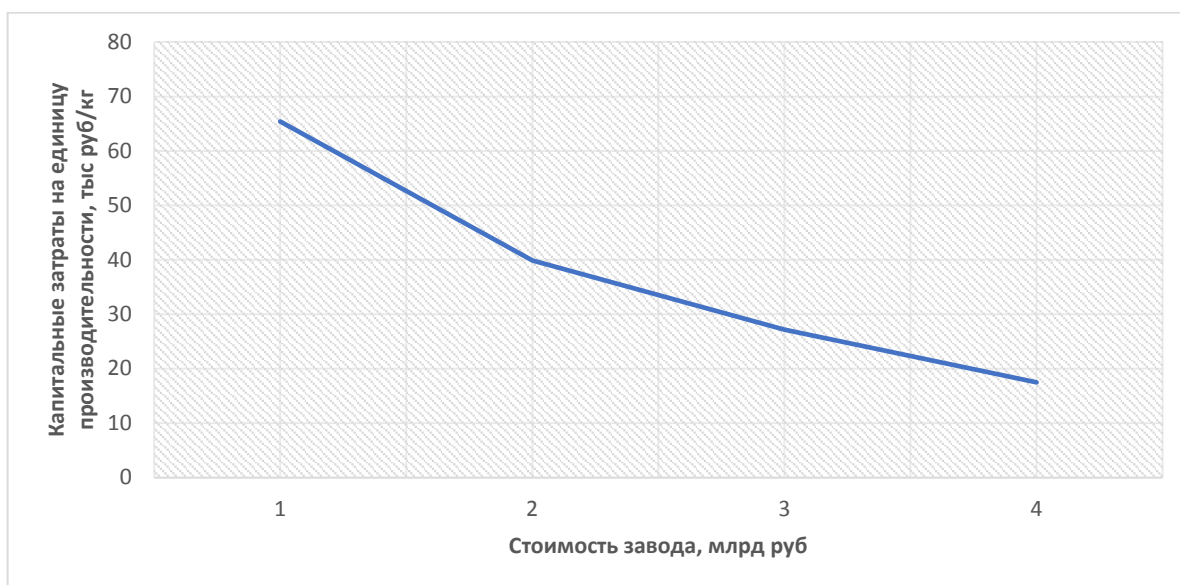


Рисунок 2.40 – Зависимость капитальных затрат на единицу производительности

Из полученных зависимостей видно, что капитальные затраты на единицу в три раза уменьшаются при увеличении производительности в 6 раз. Дальнейшая тенденция сохраняется вплоть до производительности 100 т/ч.

Расчет инвестиционного проекта

Экономическая модель была построена на основе данных от компании Cryostar, ООО «Сибирь-Энерго» для завода

производительностью 3т/ч – необходимого количества СПГ для всей крупнотоннажной техники.

На основе модели сделаны следующие выводы (все расчеты сделаны на основе экспертных предположений, по мере уточнения входных данных показатели могут измениться):

1. Строительство завода по производству СПГ производительностью 3т/час окупается на 12 год эксплуатации, при реализации СПГ по текущей рыночной цене (25 руб/кг в ценах 2017 года)
 2. Использование полученного СПГ по себестоимости для заправки 71 а/с БЕЛАЗ, дает окупаемость на 8 год эксплуатации завода
- На рисунке 2.41 приведена структура себестоимости производимой продукции.

Структура себестоимости СПГ, тыс.руб, %



Рисунок 2.41 – Структура себестоимости СПГ

Строительство завода по производству СПГ из шахтного газа метана

Возможное сырье для производства газомоторного топлива представлено на рисунке 2.42.

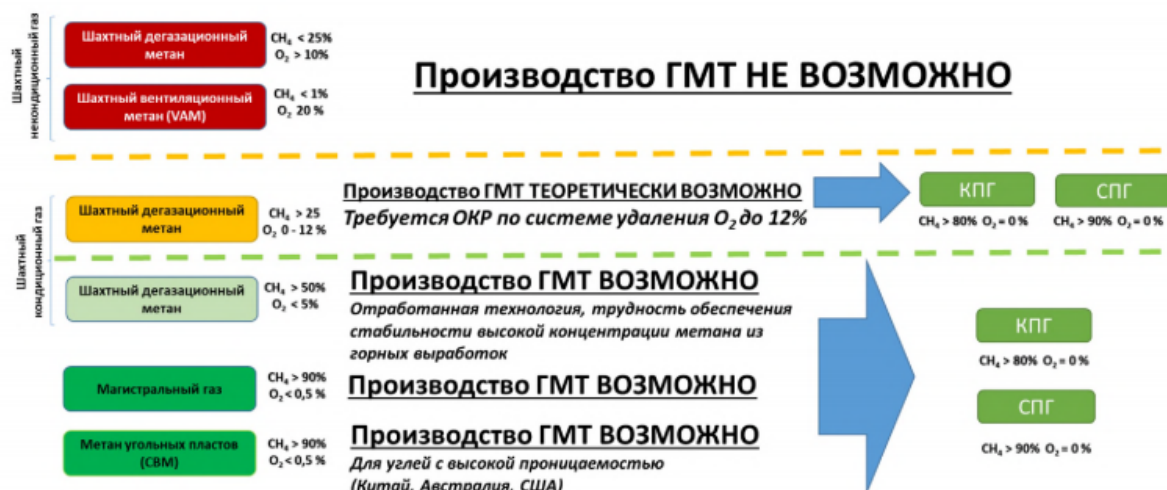


Рис. 2.42 – Возможное сырье для производства газомоторного топлив

Таблица 2.35 – Сравнительная характеристика производства КПГ и СПГ из природного газа

Основные технологические операции	Компримированный природный газ	Сжиженный природный газ
Удаление основных примесей CO_2 и H_2S	-	+
Осушение исходной смеси	+	+
Разделение на фракции (тяжелые углеводороды)	-	+
Наличие дополнительных технических устройств для сжижения/компримирования	+	+
Ограничения при хранении	-	+
Эксплуатационные издержки	0.5X	1.0X
Мобильный вариант	+	+/-
Пропорции уменьшения объема	1:200	1:600

Основным плюсом идеи переработки шахтного метана является бесплатное сырье (шахтный газ, выбрасываемый в атмосферу) и достаточные объемы для производства СПГ.

ВЫВОДЫ

1. Наиболее перспективной и экономически эффективной технологией получения сжиженного шахтного метана является в современных условиях развития научно-технического прогресса стирлинг-технологии. В основу данной технологии заложен цикл Стирлинга в криогенных газовых устройствах, - в техническом плане они представляют криогенераторы с контурами внешнего охлаждения тепловых процессов. Установки с циклами Стирлинга работают с газами с максимальной температурой конденсации в -200°C и поэтому их использование наиболее подходяще для ожижения шахтного метана (температура ожижения -162°C).

2. Рассматривая возможный вариант перевода всей крупно - и малотоннажной техники на газодизельный режим работы, логичным этапом является проработка вопроса строительства завода по производства собственного СПГ, который исключит монопольные поставки. Строительство завода по производству СПГ предполагает наличие шахтного газа метана, извлекаемого в процессе дегазационных работ.

3. На основе проведенного анализа можно сделать следующие выводы о состоянии индустрии в целом и возможностях применения и производства СПГ:

1. СПГ является перспективным видом топлива как с точки зрения экологических, так и эксплуатационных характеристик.
2. Опыт применения СПГ в качестве топлива показывает реальное замещение до 50% дизельного топлива.
3. Применение СПГ - систем на малотоннажной технике (SCANIA, VOLVO) на основе предварительных данных не является рентабельным. Основная причина – высокая стоимость ежегодного технического обслуживания. Для экономической эффективности проекта требуется снижение стоимости обслуживания с 220 000 рублей до 60 000 рублей. Применение СПГ – систем на крупнотоннажной техники (БелАЗ3130т) является рентабельным проектом со сроком окупаемости 3 года.
4. Применение СПГ – систем на крупнотоннажной технике (БелАЗ 220т) на основании коммерческого предложения ООО «СТК» является нерентабельным проектом при условии 50% замещения ввиду высокой

стоимости переоборудования. Достижение 70% замещения дизельного топлива позволит получить окупаемость на уровне 6 лет.

5.Стоимость переоборудования 220 тонных БелАЗов составляет 16млн руб., что в 5 раз превышает затраты на переоборудование 130 тонных. Высокие расходы дизельного топлива предполагают сравнительно небольшие сроки окупаемости при стоимости переоборудования в пределах 5 млн рублей и стоимости годового обслуживания криогенного оборудования 200-300 тыс. руб.

6.Завод производительностью 3 т/ч с отгрузкой готовой продукции по цене СПГ 25 руб/кг окупится за 12 год после ввода в эксплуатацию. Если принимать к учету экономический эффект от перевода БелАЗов 130 тонн, то срок окупаемости снижается до 8 лет. Основным фактором, влияющим на окупаемость являются высокие капитальные затраты, имеющие темпы роста намного ниже, чем увеличение производительности. Поэтому увеличение производительности завода в 3 раза позволит значительно снизить срок окупаемости, но для этого требуется рынок сбыта, которого на данный момент не существует.

ГЛАВА 3. ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ КОГЕНЕРАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

3.1 Анализ технических средств улавливания и утилизации метана, используемых в функциональной структуре АО «СУЭК-Кузбасс»

Основные технологические схемы и технические средства улавливания и утилизации метана в рамках Управления дегазации и утилизации метана АО «СУЭК-Кузбасс» представлены ниже на обобщающем рисунке 3.1.

АО «СУЭК»

Основные направления инвестирования в рамках угольной компании выглядят в 2019 году следующим образом:

1. Бурение дегазационных скважин с поверхности – объем бурения 110000 п.м./год. Для бурения скважин используется следующее оборудование: - буровая установка «Sandvik DE-880» - 2 шт., «Prakla RH-50» - 5 шт., УРБ-3А3 – 1 шт., УРБ 2А2 – 1 шт., «Prakla RBT -135 – 1 шт. Объем инвестиций составил 1485 млн руб.
2. Подземное бурение дегазационных скважин – объем бурения 248000 п.м./год. Для бурения скважин используется следующее оборудование: - буровая установка направленного бурения «VLD – 1000А» - 2 шт., «IDS - 90» - 1 шт., многофункциональная буровая установка «DHL – 1200» – 3 шт., буровые станки БУГ – 200, АВГ – 300, БГА – 2М и т.п. – 14 шт., буровая установка «Famur» – 1 шт. Объем инвестиций составил 1140 млн руб.
3. Производство тепловой энергии в период с 2009 по 31.09.2019 г составило 107567 МВт ч (92491 Гкал). Для ее производства использовались модульные теплоэлектростанции (КТЭС) NC 620 F16 – 2 шт и котлы для совместного сжигания угля и газа – КЕ – 10 -14 – 3 шт. Объем инвестиций составил 132 млн руб.
4. Производство электрической энергии в период с 2009 по 31.09.2019 г составило 91201 МВт ч. Для ее производства использовались модульные теплоэлектростанции типа NC – 4 шт. Объем инвестиций составил 665 млн руб.
5. Инертизация выработанного пространства. Объем инертизации составил 23 800 518 м³ азота. Используемые технические средства - азотные модульные станции – 6 шт. Объем инвестиций составил 52 млн руб.
6. Обслуживание комплекса дегазационных установок. Парк технических средств включает 42 передвижных модульных дегазационных установок, 1

стационарная ВНС, 3 модульных факельных газопутилизационных установок КГУУ. Объем инвестиций составил 2 400 млн руб.

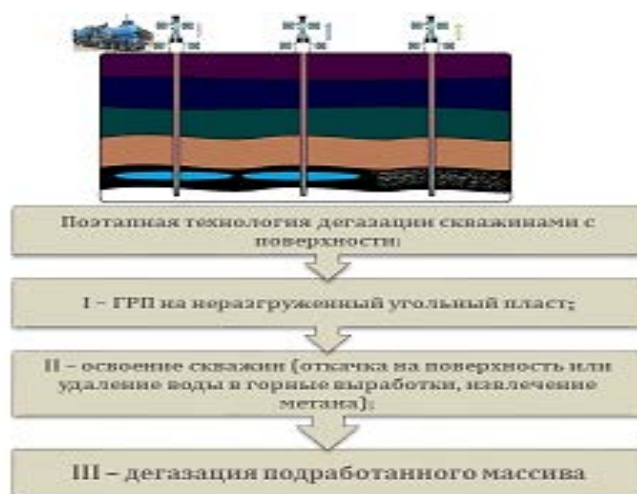
7. Оборудование цеха утилизации самоспасателей. Объем утилизации – 23906 шт. Объем инвестиций составил 1.5 млн руб.

Для проведения заблаговременной дегазационной подготовки с использованием гидрорасчленения с поверхности при низкой проницаемости угольных пластов в Кузбассе в рамках компании используются скважины диаметром 159-426 мм с длиной 580-620 м. Расстояние между скважинами -180-300м, темп закачки составляет 100 л/с, объем закачки – 300 м³ и более. Выполняемые технологические операции: - бурение скважин с перекрытием отработанных пластов, обсадка и цементирование; закачка воды с целью раскрытия трещин в радиусе 120-150м; консервация скважин до подхода горных выработок; удаление воды и извлечение метана из скважин; извлечение метана из подземных скважин в зонах воздействий.

Основные достигаемые эффекты при реализации этих мероприятий выглядят следующим образом: - повышение метанобезопасности за счет снижения газоносности пласта в зонах ЗДП; снижение выбросоопасности угольного пласта; повышение производительности угледобычи; снижение пылеобразующей способности; экологический эффект.



WWW.SUEK.RU
5



Общая технологическая схема



WWW.SUBK.RU

11

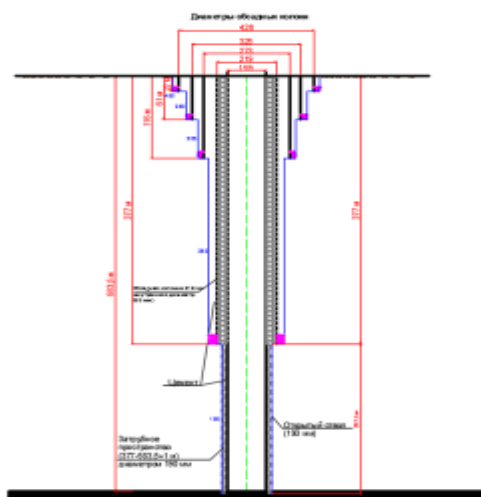
Комплекс оборудования для гидравлического воздействия на пласт

Наименование	Кол-во	Ориентировочная стоимость, млн. руб
Насосная установка для ГРП FR2500-20 (2500 л.с.) в исполнении на полуприцепе	2	116,4
Манифольдная установка FMU12	1	84
Двухнасосная цементирующая установка TRC1200	1	79,2
Дополнительное оборудование		
Станция насосная для перекачивания	1	4,5
Технологическая емкость ПТЕ	2	7,3
Гибкая трубопроводная система (гибкие плосковорачиваемые полиуретановые рукава, намоточное устройство)	2000 п.м.	6,6
Прочее вспомогательное оборудование		1,5
ИТОГО		299,5

WWW.SUBK.RU

10

Конструкция скважин ГРП



№	Глубина обсадки, м	Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр затрубного пространства, мм
1	0-22	426	490
2	61	325	380
3	116	273	305
4	377	219	254
5	584,5	159	190

WWW.SUBK.RU

12



Рис.3.1 - Основные технологические схемы и технические средства улавливания и утилизации метана в рамках Управления дегазации и утилизации метана АО «СУЭК-Кузбасс»

Обобщающие результаты Управления дегазации и утилизации метана с 2009 по 31.09.2019 года представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Обобщающие результаты Управления дегазации и утилизации метана

Поверхностное бурение	381 800 пог м
Подземное бурение	2 347 537 пог м
Выработка электроэнергии	91 201 МВт ч
Выработка тепловой энергии	107 567 МВт ч
Утилизация метана	58 795 476 м ³
Инертизация выработанного пространства	23 800 518 м ³
Утилизация самоспасателей	23 906 шт
Извлечение дегазационных труб	12 301 пог м
Монтаж дегазационного трубопровода	105 735 пог м
Демонтаж дегазационного трубопровода	76 045 пог м
Обслуживание передвижных модульных дегазационных установок	42 шт

3.2 Сравнительный анализ характеристик разных типов технических средств для реализации когенерационных технологий

Силовые установки когенерационных энергоустановок

С учетом сложившихся тенденций и закономерностей развития научно-технического прогресса в области конструирования и проектирования силовых установок, обслуживающих современные когенерационные технологии, можно отметить преимущественное использование следующих классов: 1. класс поршневых двигателей внутреннего сгорания (ГПУ), 2. класс газотурбинных двигателей (ГТУ), 3. класс силовых установок на базе использования различных топливных элементов (ТЭ) [33, 34, 35].

Процедура выбора конкретного класса силовой установки подразумевает использование общепринятых критериев, которые отражают различные технические стороны и особенности: - к ним можно отнести:

- конструктивно заявленные вырабатываемые электрическая и тепловая нагрузка;
- общие затраты на приобретение силовой энергоустановки;
- общий ресурс работы и степень надежности составных агрегатов;
- вид первичного топлива;
- показатели, характеризующие технико-экономическую эффективность;
- показатели, характеризующие степень конкурентоспособности среди аналогичных образцов;
- показатели, характеризующие степень экологичности;
- показатели, характеризующие эксплуатационную возможность работы в функциональной структуре мини ТЭЦ;
- показатели, характеризующие основные технические, технологические и экономические ограничения эксплуатации;
- показатели, характеризующие степень сложности технического обслуживания силовых установок.

Мини-ТЭЦ на базе использования силовой установки ГПУ

Технически принципиально важным отличием данного класса энергоустановок является наличие поршневого двигателя внутреннего сгорания Стирлинга. Они подразделяются на два класса: - по типу воспламенения рабочей смеси (искровое и сжатие) и по типу используемого первичного топлива (бензин и дизельное топливо). Следует отметить, что силовые установки первого класса

могут работать и на природном газе. Общие элементы принципиальной схемы конструктивного исполнения силовой установки данной модификации представлены на рисунке 3.2.

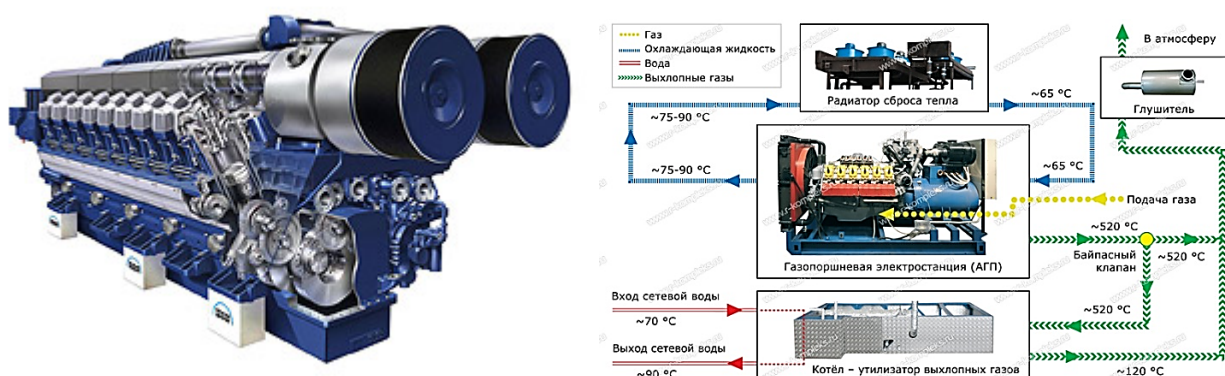


Рис. 3.2 - Общие элементы принципиальной схемы конструктивного исполнения силовой установки ГПУ

Мини-ТЭЦ на базе использования силовой установки ГТУ

Технически принципиально важным отличием данного класса энергоустановок является наличие газовой турбины. Принципиальная схема работы данной силовой энергоустановки выглядит следующим образом: - за основу берется процесс смешивания в рабочей камере топливного газа с воздухом. Воздух в рабочую камеру нагнетается с помощью компрессора. Далее реализуется процесс воспламенения рабочей смеси и воздействия рабочих газов с температурой 950–1250 °C на ряды лопаток газовой турбины, что приводит к вращению ее ротора, который кинематически соединен с валом электрического генератора, который вырабатывает электроэнергию. Одновременно осуществляется отвод теплоты отработавшихся газов в систему теплоутилизатора, что приводит к повышению общей эффективности рабочего процесса и общего КПД энергоустановки. Общие элементы принципиальной схемы конструктивного исполнения силовой установки данной модификации представлены на рисунке 3.3.

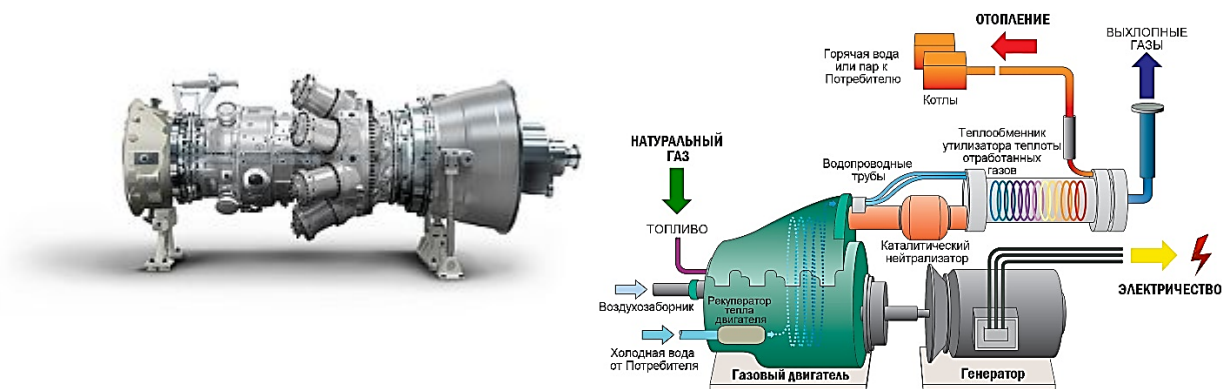


Рис. 3.3 - Общие элементы принципиальной схемы конструктивного исполнения силовой установки ГТУ

Мини-ТЭЦ на базе использования силовой установки ТЭ

Технически принципиально важным отличием данного класса энергоустановок является наличие так называемых топливных элементов (ТЭ). Они также подразделяются на два класса: - первый класс оснащается самостоятельным двигателем, 2 класс оснащается гибридным двигателем с надстройкой. Принципиальная схема работы данной силовой энергоустановки выглядит следующим образом: - технологическая схема оснащается высокотемпературными модулями топливных ячеек, в основу которых заложены анод и катод. Данные составные элементы не соприкасаются друг с другом из-за наличия специальной мембраны, в основе которой находится электролит карбоната. Химическая реакция обусловлена подачей в область анода водорода, а в область катода – кислорода. Наличие в смеси ионов карбоната (CO_3^{2-}) позволяет протекать процессу соединения свободного атома кислорода с водородом, - при этом происходит формирование определенного объема воды, углекислого газа и двух свободных электронов. Электроны начинают перемещаться в область катода и осуществлять генерацию электрического тока. В свою очередь молекулы CO_2 начинают перемещение в область катода, - там происходит процесс абсорбции свободных электронов и атомов кислорода с рабочей температурой в каждом топливном модуле около 660°C . Общие элементы принципиальной схемы конструктивного исполнения силовой установки данной модификации представлены на рисунке 3.4.

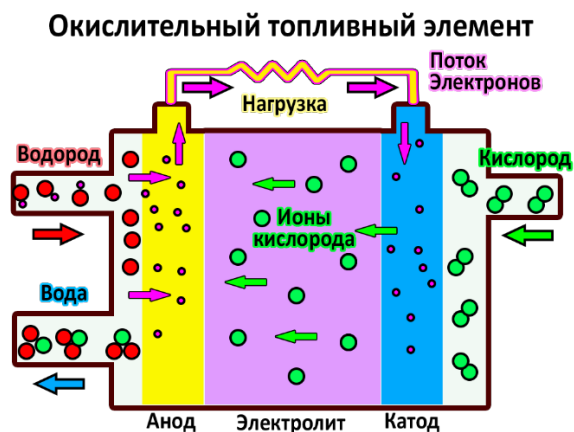


Рис. 3.4 – Общие элементы принципиальной схемы конструктивного исполнения силовой установки ОТЭ

Также на рисунке 3.5 показан принцип действия наиболее часто используемого варианта мини-ТЭЦ модификации с топливным элементом фирмы Зульцен-Хексис SOFC.

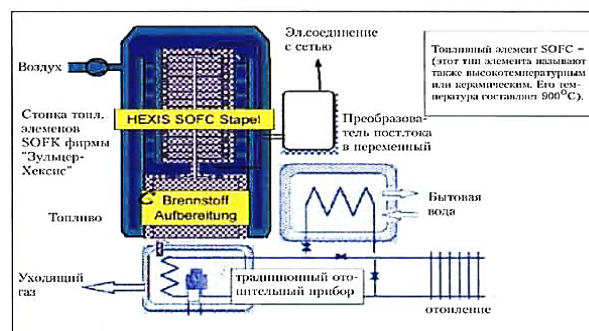


Рис.3.5 - Общие элементы принципиальной схемы конструктивного исполнения силовой установки ОТЭ модификации с топливным элементом фирмы Зульцен-Хексис SOFC

Следует отметить ограничение мощности данного типа энергоустановок значением до 11.0 МВт, что обусловлено конструктивным исполнением самих топливных элементов [41]. В категории соотношения «цена - качество» можно отметить модификацию топливного элемента «PC25 Model C» (типа ФКТЭ) компании United Technologies мощностью в 200 кВт [36].

Эффективность когенерационных энергоустановок

При рассмотрении понятия «эффективность когенерационных энергоустановок» важно уяснить основные аспекты двух составляющих: - первая

составляющая связана с понятием степени экономичности первичного двигателя, - вторая составляющая с понятием системы утилизации отработанного тепла, что визуально представлено в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Основополагающие аспекты эффективности альтернативных энергоустановок

Составные элементы полной эффективности силовой установки	С использованием ГПУ	С использованием ГТУ	С использованием топливных элементов
Значение электрического коэффициента полезного действия, %	40-45	25-35	50-55
Значение коэффициента использования топлива, %	70-92	До 90	До 95
Значение удельного расхода условного топлива на выработку электрической энергии без учета утилизации тепла, г.у.т./кВт ч	360-610	300-615	210-340

Представленный в таблице коэффициент использования топлива определяется в общем случае с использованием формулы

$$\eta_{ИТ} = \frac{N_{эл} + Q_{ТЭ}}{Q_n^P B_{ТОПЛ}} , \quad (3.1)$$

где $N_{эл}$ – электрическая мощность когенерационной установки, кВт; $Q_{ТЭ}$ – тепловая мощность когенерационной установки, кВт; Q_n^P – удельная низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг; $B_{ТОПЛ}$ – расход топлива, кг/с.

Представленный в таблице КПД силовой установки определяется в общем случае с использованием формулы

$$\eta_{ЭФ} = \frac{N_{МЕХ}}{Q_n^P B_{ТОПЛ}} , \quad (3.2)$$

где $N_{МЕХ}$ – механическая мощность двигателя, кВт.

Энергоустановки на базе использования различных модификаций топливных элементов требуют использования расчетных формул электрического КПД, который в общем случае определяется с использованием следующей формулы

$$\eta_{эл} = \frac{N_{эл}}{Q_n^p B_{топл}} , \quad (3.3)$$

где $N_{эл}$ – электрическая мощность модификации топливного элемента, кВт.

Обобщенные данные исследований, сведенные в таблицу 3.2 свидетельствуют о том, самыми эффективными являются энергоустановки с различными модификациями топливных элементов (электрический КПД достигает значений в 55-60%). КПД энергоустановок ГТУ может достигать значений в 25–35 % [39], а ГПУ - в 40–45 %.

Коэффициент использования топлива при использовании когенерационных установок обоего типа (ГТУ и ГПУ) может достигать 92 %. В этом направлении они кардинально не отличаются.

Удельные расходы используемого условного топлива на выработку электроэнергии (рис. 3.6, 3.7) без учета утилизации тепла [41], г.у.т./кВт·ч представлены значениями а) для ГПУ–360–610; б) для ГТУ–300–615; в) для ТЭ–210–340.



1 – ПГУ, 2 – ЗЭУ на основе ВТТЭ, 3 – ГПУ, 4 – ЗЭУ на основе ФКТЭ, 5 – ПТУ, 6 – ГПА, 7 – микротурбина

Рис. 3.6 - Сравнение эффективности альтернативных типов первичных силовых установок (без учета утилизации тепла): ФКТЭ представлен топливным элементом с фосфорнокислым электролитом; ВТТЭ представлен высокотемпературным топливным элементом ЭЭУ на основе ФКТЭ

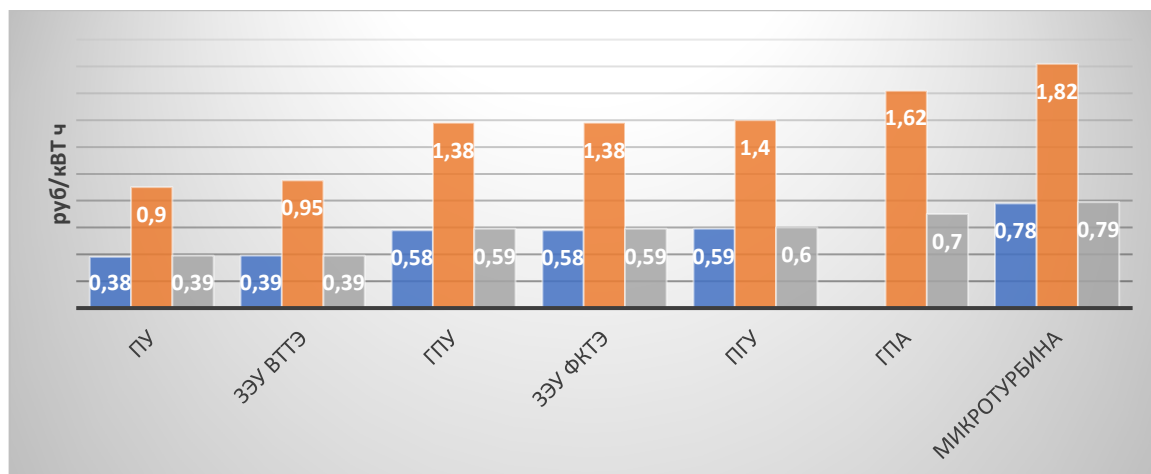


Рис. 3.7 - Сравнение себестоимости вырабатываемой электроэнергии альтернативных силовых установок без учета утилизации тепла:

- себестоимость 1 кВт·ч при цене на газ 45\$ за 1000 м³ ;
- себестоимость 1 кВт·ч при цене на газ 110\$ за 1000 м³;
- себестоимость 1 кВт·ч при цене на уголь 740 руб. за 1 т

Значения развиваемой единичной электрической и тепловой мощности энергоустановок с их соотношением

Если рассматривать данный параметр применительно к различным типам энергоустановок, то он представлен следующими интервальными значениями: а) ГТУ – 0,25–300 МВт; ГПУ на дизельном топливе – 0,2–80 МВт; в) ГПУ на бензиновом топливе – 0,003–8 МВт. Самый представительный класс данного типа ГПУ присущ агрегатам до 3.0 МВт. Оптимальная электрическая мощность газовых моторов составляет 5 кВт_{эл}, газовых турбин – 500 кВт_{эл}. Наиболее часто встречающееся соотношение тепловой и электрической мощностей лежит в следующих диапазонах: а) ГТУ – 1,5:1–5:1; б) ГПУ – 0,5:1–3:1 [37].

Стоимость приобретения когенерационных энергоустановок

Удельная стоимость киловатта установленной мощности когенерационных установок (рис. 3.8) (\$ США/кВт) согласно [38] составляет: а) на основе ФКТЭ – 4100÷4500; б) с ГТУ – 1400; в) с ГПУ – 900. Исходя из этого наиболее оптимальными являются силовые установки с ГПУ.



Рис. 3.8 - Сравнение альтернативных типов когенерационных установок по затратам на их приобретение

Ресурс и надежность энергоустановок

Самый большой ресурс и соответствующая степень надежности присуща силовым установкам ГПУ (рис. 3.9). Согласно данным [39] он достигает 300 тыс. ч, - тогда как ресурс газовых турбин достигает 100 тыс. ч, а установок на базе использования различных модификаций топливных элементов по данным [41] достигает всего 20–50 тыс. ч.



Рис. 3.9 - Сравнение альтернативных типов когенерационных установок по ресурсу работоспособности

Параметры экологической составляющей когенерационных установок

Исходя из анализа степени негативного воздействия на окружающую среду выяснилось, что с этой точки зрения наименее выгодными оказывается эксплуатация газопоршневых когенерационных энергоустановок (ГПКЭ), так как именно им присущи наибольшие значения объемов выбросов оксидов серы – от 2 до 4 г/кВт·ч (рис. 3.10), а наиболее выгодной является эксплуатация энергоустановок на основе использования различных модификаций ТЭ (КЭТЭ) – им присущи выбросы в размере от 10–4 до 10–24 г/кВт·ч. Если принимать во внимание выбросы оксидов азота, то наибольшие значения этого параметра присущи газотурбинным когенерационным установкам (ГТКЭ) – от 5 до 30 г/кВт·ч, наименьшие – КЭТЭ: - от 0,03 до 0,1 г/кВт·ч.

Степень комплексной оценки негативного воздействия на окружающую среду можно оценить с помощью интегрального суммарного приведенного выброса [41]. Здесь наиболее оптимальными являются – КЭТЭ со значениями 2–5, наименее оптимальными - силовые установки на базе использования ГПКЭ и ГТКЭ: 230–1430. С точки зрения шумового воздействия наименее оптимальными являются силовые установки на базе использования ГТКЭ.

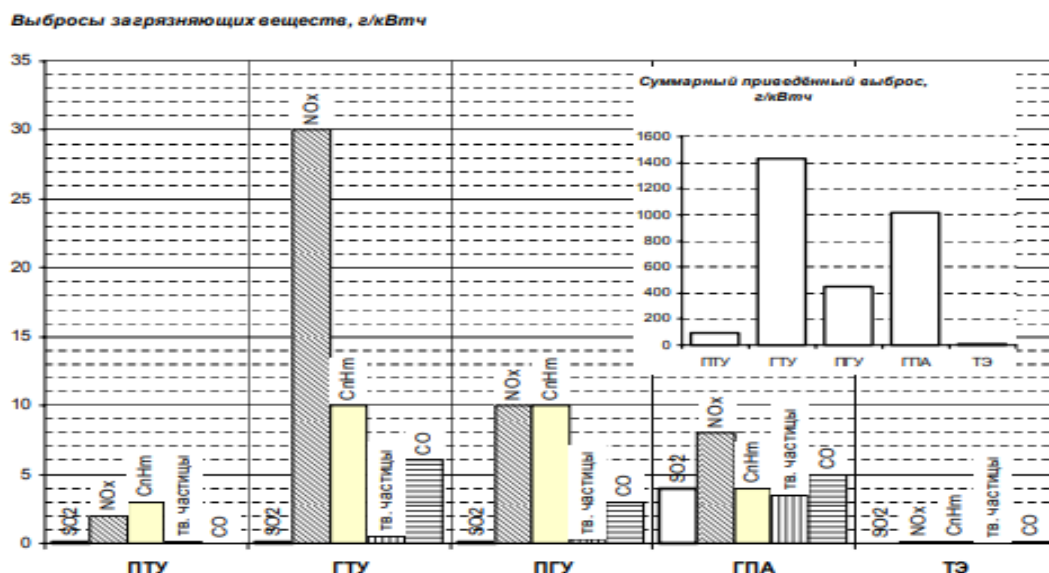


Рис. 3.10 - Сравнение экологических характеристик альтернативных когенерационных установок

Таблица 3.3 – Сравнение альтернативных когенерационных установок по степени воздействия на окружающую среду [41]

Элементы воздействия	КЭТЭ	ГПКЭ	ПГКЭ	ГТКЭ	ПТКЭ
Атмосферные выбросы, г/кВт.ч:					
SO ₂	10 ⁻⁴ - 10 ⁻²	2.0-4.0	10 ⁻¹	10 ⁻¹	10 ⁻⁵ - 10 ⁻³
NO _x	0.03-0.01	1.0-8.0	1-10	5-30	1-2
C _n H _n	10 ⁻¹ -10 ⁻²	2.0-4.0	0.5-10	0.5-10	1-3
CO	0.1	1.0-5.0	1-3	1-6	Следовой
Частицы твердой фракции	0-10 ⁻⁵	1.0-3.	0.1-0.3	0.1-0.5	отпечаток
Суммарные приведенные выбросы	2.1-5.1	251-1021	61-451	231-1431	41-91
Расходная часть воды, м ³ /МВт ч	-	-	51-81	11-16	111-161
Воздействия прочего характера	-	Сажные и масляные выбросы	Шумовое (101дБ)	Шумовое (151-161дБ)	-

Исходя из данных таблицы 3.3 наиболее оптимальными с точки зрения воздействия на окружающую среду являются силовые установки на базе использования КЭТЭ, хотя наиболее высокое качество вырабатываемой электрической энергии имеют силовые установки на основе использования топливных элементов. Однако высокий уровень затрат на их приобретение (4000–5000 \$/кВт) при относительно небольшом заявленном ресурсе работоспособности (20000–50000 ч) и сравнительно небольшой мощности (до 200 кВт) делает их неконкурентоспособными.

Проведенный анализ основных характеристик и параметров применимости альтернативных силовых установок на базе использования ГПУ, ГТУ и ТЭ в целях создания мини-ТЭЦ на угледобывающих предприятиях позволяет сделать следующие выводы:

- при учете всех составляющих наиболее рациональным в составе мини-ТЭЦ является использование силовых установок на базе ГПУ, что обусловлено следующими аспектами:

- на угледобывающих предприятиях имеется технологическая потребность в тепловой энергии в виде пара (до 10–12 бар и 180–200° С) и горячей воды круглогодично;
- имеется технологическая потребность в промышленно-отопительных котельных в целях удовлетворения собственных нужд по электроэнергии и частично или полностью тепловой нагрузки горячего водоснабжения;
- имеется технологическая потребность утилизации шахтного газа, что позволяет избежать выбросов метана в атмосферу и выработать электроэнергию и тепло в районе добычи угля.

Следует отметить, что использование для обслуживания когенерационных технологий шахтного газа метана напрямую оказывает влияние на такие конструктивные характеристики и основные параметры, как степень сжатия, агрегатная мощность, среднее эффективное давление и, как следствие, наработку на отказ. В связи с этим необходимо провести исследования по сравнительному анализу характеристик разных типов технических средств и разработать практический механизм и рекомендации по выбору оптимальной и наиболее подходящей энергоустановки для реальных условий эксплуатации.

Проведенный анализ исследований, посвященных выбору технических средств [23,25,26,27,28,29,30,31,32,33] обслуживающих когенерационные технологии показал, что наиболее эффективными и оптимальными с точки зрения их обслуживания являются электростанции с использованием газопоршневых двигателей Стирлинга (внутреннего сгорания). В основу этих суждений положены такие составляющие, как самый высокий КПД при производстве тепловой и электрической энергии, самый низкий уровень экологически вредных выбросов в окружающую среду, высокие эксплуатационные характеристики с высокой степенью надежности и большая наработка на отказ. Исследования показали, что наиболее приемлемыми для горного производства являются газопоршневые двигатели в диапазоне мощности от 1 до 4 МВт в зависимости от объемов потребляемой тепловой и электрической энергии, что в свою очередь предопределяется объемами производства основной продукции.

В настоящее время мировая ниша производства газопоршневых двигателей Стирлинга в диапазоне 1-4 МВт представлена такими ведущими корпорациями, как: Waukesha Engine Division (США), GE Jenbacher AG (Австрия), Cummins

(США), Caterpillar (США), Rolls-Royce (Великобритания), Deutz – MWM (Германия), MTU Friedrichshafen (Германия), Mitsubishi (Япония), Pielstick S.E.M.T. (Франция). Основные параметры и технические характеристики наиболее совершенных технических средств данных корпораций представлены в таблице 3.4.

Российский угледобывающий рынок в этом сегменте мощностей представлен следующими превалирующими производителями: Waukesha Engine Dresser, Caterpillar, GE Jenbacher AG и Cummins, конструктивные параметры и характеристики которых очень отличаются..

Сравнение отечественных и зарубежных газопоршневых установок с учетом их практического использования обозначило явный приоритет последних.

Таблица 3.4 - Сравнение технико-эксплуатационных параметров генераторных установок газопоршневого типа **Waukesha, Cummins, Jenbacher, Caterpillar**

Основные параметры	Waukesha APG1000	Waukesha APG3000	Waukesha 16V_AT17GL	Waukesha VHP9500 GSI	Caterpillar G3616 LE	Caterpillar G3612 LE	Caterpillar G3520C	Caterpillar G3516 LE	Jenbacher J620GS	Jenbacher J320GS	Cummins 1750GQN B_50	Cummins 1160 GQKA
Номинальная мощность, кВт	1000	3200	3250	1175	3859	2575	2000	1030	3041	1063	1750	1160
Перегрузочная способность, кВт	1000	3200	3575	1293	3859	2575	2000	1030	3041	1063	1750	1160
Скорость нагружения и разгружения, %	40	40	30	30	15	15	15	15	15	15	30	30
Минимальное значение метанового числа	80	40	35	35	50	50	80	30	75	75	45	45
Потребление топлива, кВт	2422	7764	8778	3869	9831	6215	4919	2882	7189	2664	4677	2974
КПД электрический, %	41,3	41,2	37	30,4	39,3	41,4	40,6	35,7	42,3	39,9	37,4	39
Номинальная частота вращения, об/мин	1500	1500	1000	1000	1000	1000	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Степень автоматизации по ГОСТ 14228_80	Третья											
Включение на паралл. работу на общую шину, распределение нагрузки между ГПГУ	Автоматическое											
Среднее эффективное давление (ВМЕР), бар	17,3	16,1	14,35	9,66	–	–	–	–	–	–	16	16
Степень сжатия	10	11	9	8	10,5	10,5	11,3	12	11	12,5	12	14,5
Расположение блоков	V-образное											
Количество цилиндров, шт	16	18	16	16	16	12	20	16	20	20	18	16
Диаметр цилиндра / ход поршня, мм	152 / 165	220 / 240	275 / 300	238 / 216	300 / 300	300 / 300	170 / 190	170 / 190	190 / 120	135 / 170	180 / 200	159 / 190
Объем двигателя, л	48	164,2	214	154	339	248	86	69	124,8	48,7	91,62	81,44
Регулятор частоты	Электронный											
Система воздухообеспечения	Турбонаддув с охлаждением, обедненная топливная смесь											
Тип стартера	Э	П	П	П	П	П	Э	Э	Э	Э	Э	Э
Емкость масляной системы, л	454	820	1188	625	1325	1030	541	401	670	370	560	380
Емкость рубашки охлаждения (Jw + Ax), л	189	526	590	560	900	–	–	–	–	–	–	–
Сервисные интервалы замены масла, ч	1500	3000	4000	3000	5000	5000	5000	5000	1000	1000	1500	1500
Ресурс до капитального ремонта, моточас	48000	48000	80000	72000	65000	65000	100000	65000	60000	60000	60000	60000
Полный ресурс, моточас	240000	240000	400000	360000	–	–	200000	–	180000	240000	300000	300000
Габаритные размеры:												
длина, мм	5283	7 880	10060	7370	9320	8062	6070,5	4917	8900	5700	5606	4890
ширина, мм	2159	1 925	2590	2340	2121	2121	1853,4	2205	2200	1700	1721	2074
высота, мм	2235	3 260	3350	3300	4126	4026	2248,3	2012	2800	2300	2661	2240
Сухой вес, кг	14182	36 333	49000	21040	64470	51230	18350	12873	–	10500	16062	15000
Эмиссия NO _x , мг/нм ³	500.0	500.0	900.0	500.0	457.0	337.0	250.0	500.0	300.0	300.0	350.0	350.0
Удельная стоимость ГПУ, \$/кВт	523.5	539.4	649.8	694.0	677.4	713.1	695.0	601.0	560.2	600.3	605.0	618.0
Средняя стоимость ТО, включая затраты на расходные материалы и запчасти, руб./кВт	25059	47086	49072	15203	25967	22141	34230	21658	34920	26955	48484	36844

3.3 Разработка практического механизма и рекомендаций по выбору оптимальной и наиболее подходящей энергоустановки когенерационной технологии для реальных условий эксплуатации

Для выбора конкретной газопоршневой установки использовался метод многокритериальной оптимизации, суть которого заключается в построении единого обобщающего безразмерного интегрального критерия, по количественной величине производится ранжирование всех принятых к учету альтернатив.

Учитывая основной вид топлива газопоршневой электростанции – шахтный метан, график ее работы и характер электрических нагрузок потребителей в работе рассматривается **следующая категория газовой смеси**: ($Q_{\text{нр}}=16,41$ МДж/м³, $\gamma=1,11$ кг/нм³).

Алгоритм выполнения необходимых расчетов при этом включал регламентированные плановые остановки технологического оборудования, которые были включены во временной период работы с минимальными электрическими нагрузками - 7000 ч/год.

На рис.3.11 представлена блок-схема построения интегральной характеристики газопоршневой установки, которые отражают наиболее важные технические, эксплуатационные и экономические стороны, на основе сравниваемых альтернатив.

Оценочная матрица включает следующие технические, экономические и эксплуатационные характеристики:

- Значение электрического КПД генератора ($\text{КПД}_{\text{эл}}$), % — основополагающий параметр, стремящийся к оптимуму-максимуму, характеризует отличительные конструктивные технические и термодинамические особенности газопоршневой установки;
- Значение метанового числа (метановый индекс), (безразмерная величина) — параметр, стремящийся к оптимуму-минимуму, характеризует возможность эксплуатационной работы газопоршневой установки без тенденции снижения электрической мощности обеспечивать безостановочную работу на различных концентрациях газа-метана;
- Значение экологического показателя по концентрации NO_x , (оксид азота), мг/нм³ (при 5% O_2) — параметр, стремящийся к оптимум-минимуму,

характеризует уровень негативного воздействия работы газопоршневой установки на окружающую экологическую среду;

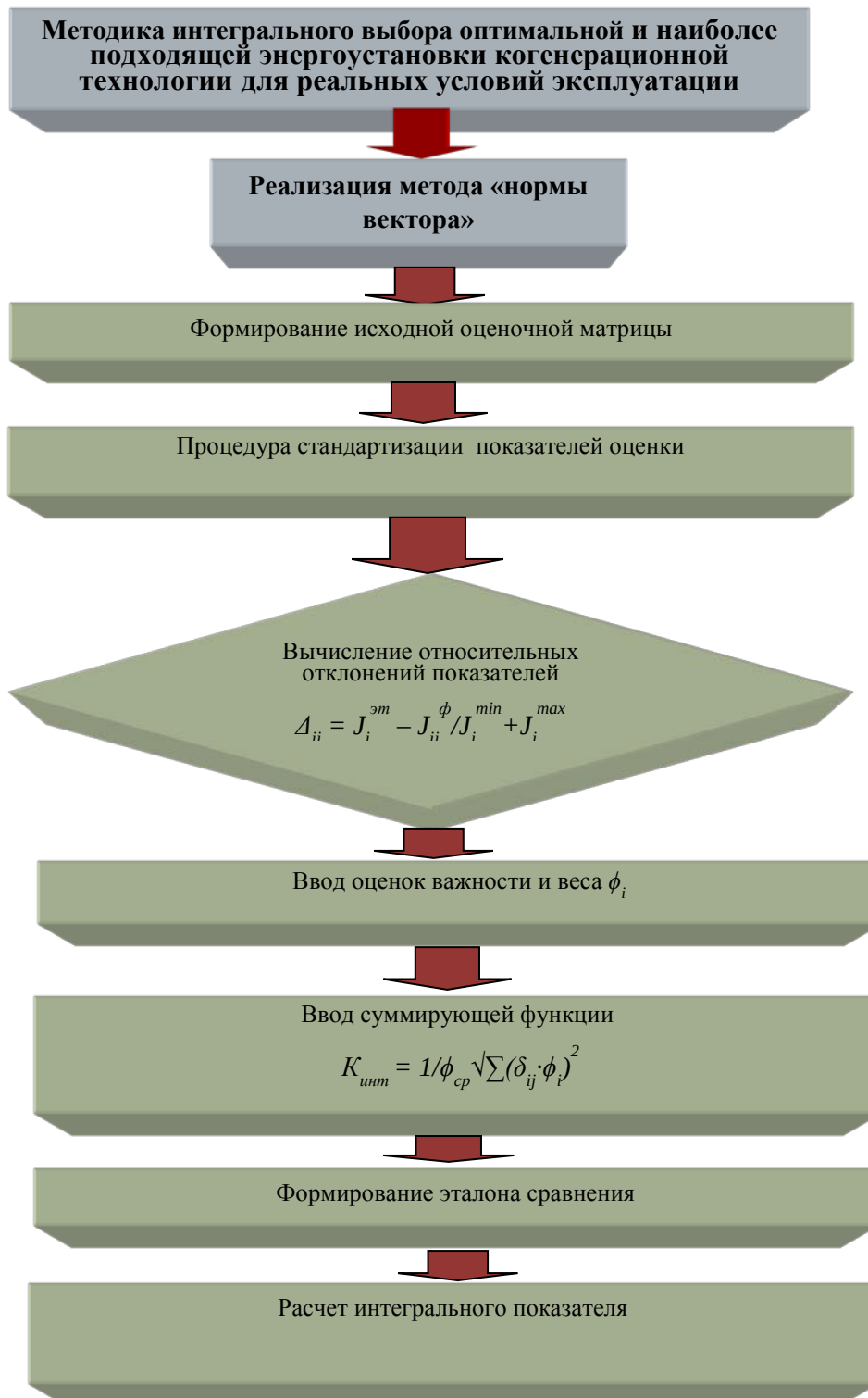


Рис. 3.11 - Блок-схема алгоритма интегрального выбора оптимальной и наиболее подходящей энергоустановки когенерационной технологии для реальных условий эксплуатации

- Значение удельной массы газопоршневой установки (отношение сухой массы/ $N_{эл}$), кг/кВт — параметр, стремящийся к оптимуму-максимуму, характеризует уровень технического совершенства энергетической установки с учетом габаритов и материалоемкости с учетом одинакового количества рабочих оборотов);
- Значения ресурсных показателей (общая продолжительность работы газопоршневой установки до отказа и капитального ремонта с учетом полного заявленного ресурса), часы — параметр, стремящийся к оптимуму-максимуму, характеризует уровень технического совершенства технологической конструкции газопоршневой установки и минимальный уровень эксплуатационных издержек в течении ее работы с учетом одинакового количества оборотов.
- Значение диапазона, в пределах которого возможно регулирование мощности (представляет из себя отношение, в числителе которого заявляется минимальная электрическая мощность, которая обеспечивает устойчивую работу газопоршневой установки в течение заданного промежутка времени, - в знаменателе представлена номинальная мощность энергоустановки), % — параметр, стремящийся к оптимуму-минимуму, характеризует уровень возможности обеспечения устойчивой работы установки в области номограмм электрических нагрузок, где ярко выражены максимумы и минимумы энергопотребления;
- Значение скорости нагружения и разгружения энергоустановки (представляет из себя отношение, в числителе которого заявлена разрешенная заводом-изготовителем величина шага набора/сброса электрической мощности, - в знаменателе представлена номинальная мощность энергоустановки), % — параметр, стремящийся к оптимуму-максимуму, характеризует уровень возможности, обеспечивающей устойчивую работу газопоршневой установки с учетом возникновения и проявления резкопеременных электрических нагрузок, которые формируются во время пуска приводов технических устройств и механизмов, оснащенными рядом мощных асинхронных электродвигателей);
- Значение средневзвешенной стоимости регламентного технического обслуживания газопоршневой установки с учетом стоимости расходных комплектующих и запасных частей в интервале временного периода, предшествовавшего первому капитальному ремонту, руб./кВт*ч — параметр,

имеющий оптимум-минимум, в его основу заложен уровень минимальных эксплуатационных издержек (затраты на смазочное масло (удельный суммарный годовой расход, соотнесенный с 1 кВт ч электроэнергии, которая выработана за этот же период, л/кВт ч). Показатель показывает уровень конструктивного технического совершенства двигателя газопоршневой установки в сфере потребления дорогого синтетического масла.

В свою очередь оценочная матрица была дополнена следующими экономическими критериями согласно рекомендациям комитета по промышленному развитию ООН ЮНИДО:

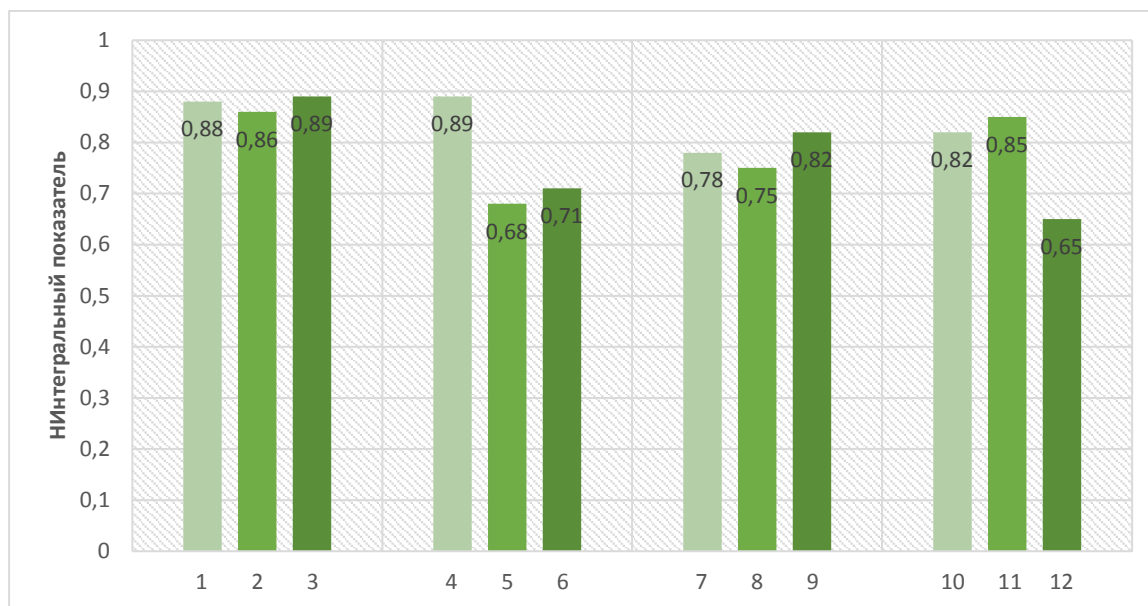
- Значение внутренней нормы рентабельности проекта, % — параметр, стремящийся к оптимуму-максимуму. Характеризует доходность инвестиционного проекта;
- Значение чистого дисконтированного дохода, млн руб., — параметр, стремящийся к оптимуму-максимуму. Характеризует доходность инвестиционного проекта за весь период оптимизации;
- Значение индекса прибыльности (безразмерная величина), - параметр, стремящийся к оптимуму-максимуму, характеризует относительную величину доходности инвестиционного проекта, характеризует величину суммы прибыли в пересчете на единицу вложенных средств. При реализации инвестиционного проекта величина данного параметра должна быть более 1.

Сравнение всех альтернативных газопоршневых установок производится с условным гипотетическим эталоном сравнения, сформированным из всех лучших параметров, независимо от того, какой энергоустановке они принадлежат. Так как он служит отправной точкой оценки, то в системе координат значение интегрального показателя эталона будет равно нулю. Естественно, чем ближе к эталону будет располагаться объект оценки, тем преобладающим становится его место в общей оценке. Исходя из этого оптимум интегрального показателя будет стремиться к минимуму.

В целях обеспечения сопоставимости исходных показателей-критериев, имеющих разную размерность, используются их относительные отклонения, не имеющие размерности. Таким образом сопоставимые относительные отклонения с помощью функции свертки сворачиваются в единый безразмерный интегральный функционал, по количественной величине которого происходит ранжирование всех газопоршневых установок по степени их предпочтения. Так

как есть более весомые параметры, а есть и менее весомые, для устранения этого недостатка в исходную формулу целевой функции свертки интегрального функционала вводятся весовые коэффициенты значимости каждого из предложенных параметров оценки, которые были определены экспертным путем с помощью итеративной процедуры экспертного процесса типа «ДЕЛФИ».

Результаты ранжирования газопоршневых установок, принятых к учету, представлены на рис. 3.12.



1,2,3,4 – модификации Waukesha, приведенные в таблице 3.3, 5,6,7,8 – модификации Caterpillar, приведенные в таблице 3.3, 9, 10 – модификации Jenbacher, приведенные в таблице 3.3, 11 - Cummins 1160 GQKA, 12 - MWM TGG 2032 V12

Рис. 3.12 - Результаты ранжирования газопоршневых установок по степени их предпочтения для использования в качестве первоисточника газа-метана

Результаты представленных проведенных исследований говорят о том, что при работе с таким первоисточником энергии как шахтный газ-метан, лучший интегральный эффект присущ среднеоборотным газопоршневым установкам (частота вращения 1000 об/мин). Хотя у других типов энергоустановок есть более превалирующие показатели (например, тепловая экономичность), но ряд других, более весомых показателей-индикаторов, например, индикатор эксплуатационного ресурса (у MWM и VHP9500GSI до 500000 часов) и большая наработка до наступления периодов технического обслуживания, показывают их больший приоритет использования.

Рассмотрение ряда газопоршневых установок, которым присуща частота вращения вала в 1000 об/мин показало, что оптимальные значения интегральных функционалов при работе на шахтном газе-метане присущи энергоустановкам типа MWV концерна **Caterpillar**, Waukesha серий ATGL и VHP.

Близкими к ним являются энергоустановки фирмы Cummins серий 1750 и 1160. Выявлено, что их близость к лучшим образцам обусловлена возможностью работать в условиях переменных нагрузок и сравнительно невысокой стоимостью.

Следует отметить, что при использовании шахтного газа-метана в качестве первоисточника энергии для газопоршневых установок резко улучшается такая составляющая производства, как экологичность, что в соответствии с условиями Киотского протокола позволяет получать дополнительную экономическую выгоду.

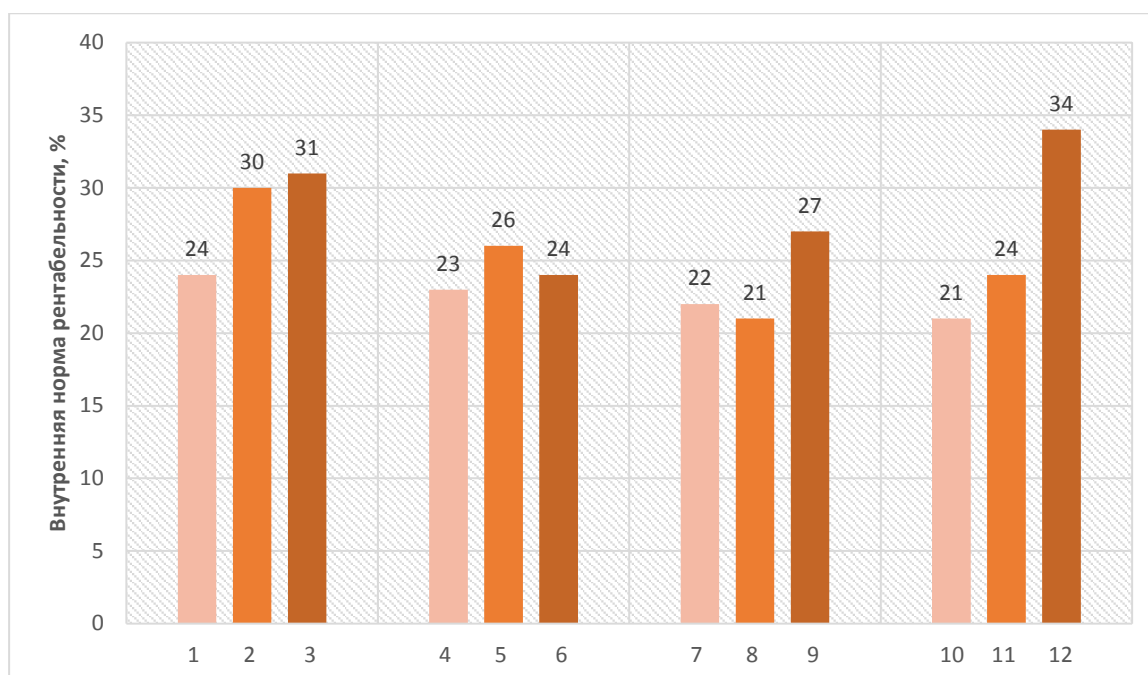
Данные выводы подтверждаются и дополнительным финансово-экономическим анализом, проведенным с использованием прогнозных цен «Сценарных условий развития электроэнергетики Российской Федерации на период до 2020 годы» в среде «Альт-Инвест».

Период оптимизации (горизонт расчета) ассоциировался с максимальным сроком службы газопоршневых установок (400000 ч) с учетом реновации оборудования.

Поскольку оказалось, что невозможно в современных реалиях корректно учесть и найти все статьи расходов и доходов от реализации альтернативных оценочных вариантов, то сравнение по чистому дисконтируемому доходу (NPV) и индексу прибыльности не производилось.

В качестве основного экономического критерия оптимальности была использована внутренняя норма рентабельности (IRR). Результаты ранжирования представлены на рис.3.13.

Стоимость шахтного газа-метана при реализации программного продукта «Альт-Инвест» была принята равной «нулю» руб./нм³, что повлияло на уровень снижения эксплуатационных издержек – в первую очередь отсутствуют затраты на покупку первоисточника топлива газопоршневой установки и влиянием тепловой экономичности энергоагрегатов.



1,2,3,4 – модификации Waukesha, приведенные в таблице 3.3, 5,6,7,8 – модификации Caterpillar, приведенные в таблице 3.3, 9, 10 – модификации Jenbacher, приведенные в таблице 3.3, 11 - Cummins 1160 GQKA, 12 - MWM TGG 2032 V12

Рис. 3.13 - Результаты экономического ранжирования

По результатам экономического ранжирования наилучшими являются мощные газопоршневые установки **MWM**, Waukesha и Jenbacher J620GS.

ВЫВОДЫ

1. Проведенный анализ основных характеристик и параметров применимости альтернативных силовых установок на базе использования ГПУ, ГТУ и ТЭ в целях создания мини-ТЭЦ на угледобывающих предприятиях позволяет сделать следующие выводы:

- при учете всех составляющих наиболее рациональным в составе мини-ТЭЦ является использование силовых установок на базе ГПУ, что обусловлено технологической потребностью утилизации шахтного газа, что позволяет избежать выбросов метана в атмосферу и выработать электроэнергию и тепло в районе добычи угля.

2. Результаты проведенной интегральной всех принятых к учету альтернативных вариантов газопоршневых установок показали, что наиболее предпочтительным и оптимальным вариантом являются среднеоборотные MWM, входящие в концерн Caterpillar, затем следуют компании Waukesha серий ATGL и VHP.

3. Синергический эффект энергоустановок обеспечивают следующие основные преимущества:

- Соответствующая степень надежности эксплуатации ГПУ, связанной с большим объемом камеры сгорания.
- Обеспечение щадящего режима работы при низком среднеэффективном давлении.
- Снижение уровня эксплуатационных затрат за счет увеличенных временных интервалов технического обслуживания (замена масла через 3000-4000 часов).
- Высокий эксплуатационный ресурс газопоршневых энергоустановок - 72000 часов до первого капитального ремонта, обозначенный завода-изготовителя - до 360000 - 400000 часов.

С учетом вышеизложенного, в современных реалиях научно-технического прогресса лучшими газопоршневыми установками для утилизации шахтного газа-метана, исходя из технических параметров, уровня надежности и привлечения соотношения цена/качество, являются немецкие MWM, входящие в концерн Caterpillar, которые и принимаются для технического оснащения в рамках данного проекта.

ГЛАВА 4. АПРОБАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ. РАЗРАБОТКА И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ КОГЕНЕРАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ УТИЛИЗАЦИИ ЗАПАСОВ МЕТАНА АПСАТСКОГО КАМЕННОУГОЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

4.1. Основные составляющие для проектирования когенерационных технологий в условиях Апсатского каменноугольного месторождения

Апсатское каменноугольное месторождение (владелец лицензии – АО «СУЭК») территориально и административно располагается в пределах Каларского района Забайкальского края. Газоугольное месторождение занимает северо-восточную часть изометричной грабен-синклинали, которая сложена составляющими верхнемезозойских угленосных отложений апсатской и быйикинской свит. Данные отложения представлены пологой частью в центре и крутой – на крыльях (рис.4.1). Проявления разрывной тектоники сосредоточены, в основном, в северо-восточной части месторождения и представлены различными разломами с амплитудами смещения от 15.0 до 340.0 м.

Геологическое строение угленосной площади Апсатского газоугольного месторождения представлено на фрагменте геологической карты центральной части Кодаро-Удоканского района (рисунок 4.2). Изометричная площадь распространения Апсатского месторождения составляет около 100 км², характеризуется грабен – синклиналью, имеющей открытые юго-западные границы. Восточный и северный фланги имеют значительные мезозойские отложения с частично срезанными крупными разломами (взбросы и надвиги), с очень крутым залеганием горных пород. Юго-западный и юго-восточный фланги со стратиграфическим контактом имеют углы падения крыльев складки в пределах 50-30°. Фрагмент представительного разреза Апсатского газоугольного месторождения представлен на рис. 4.3

Месторождение представлено флексурами с горным рельефом, при котором высотные отметки достигают величины в плюс 2200м и входит в сейсмически активную зону, где могут происходить землетрясения с амплитудой до 8 баллов. Наличие низких среднегодовых температур (до -50..-55°C) обусловили наличие слоя многолетней мерзлоты как в долинах рек так и на возвышенностях.

Угленосные отложения Северо-Восточной и Юго-Восточной площадей Апсатского месторождения ассоциируются с апсатской свитой, которая

приурочена к нижнему угленосному горизонту, а площадь участка Центральный II ассоциируют с быйкинской свитой, которая приурочена к верхнему угленосному горизонту.

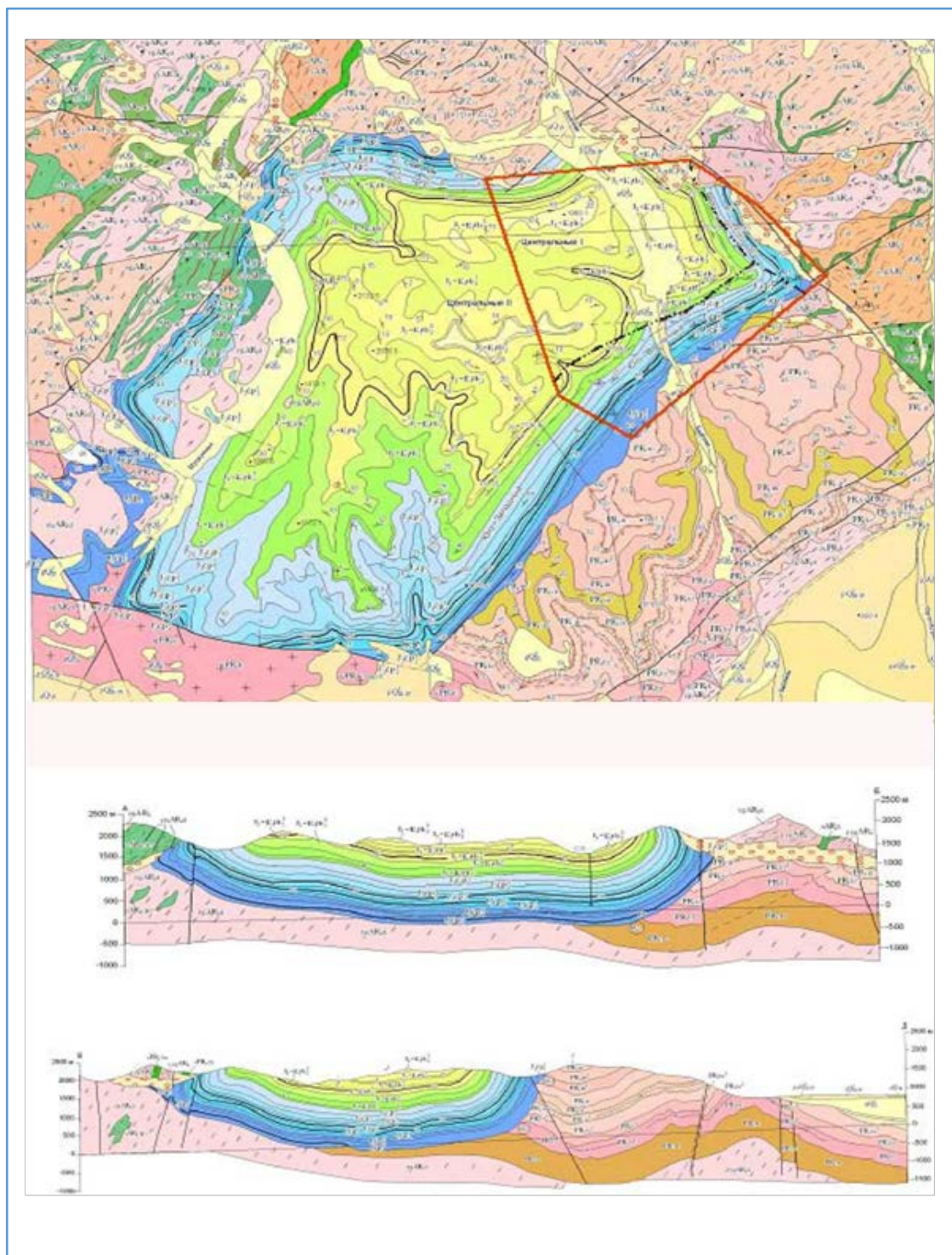


Рисунок 4.1. – Фрагмент региональной карты геологического строения Апсатского газозольного месторождения

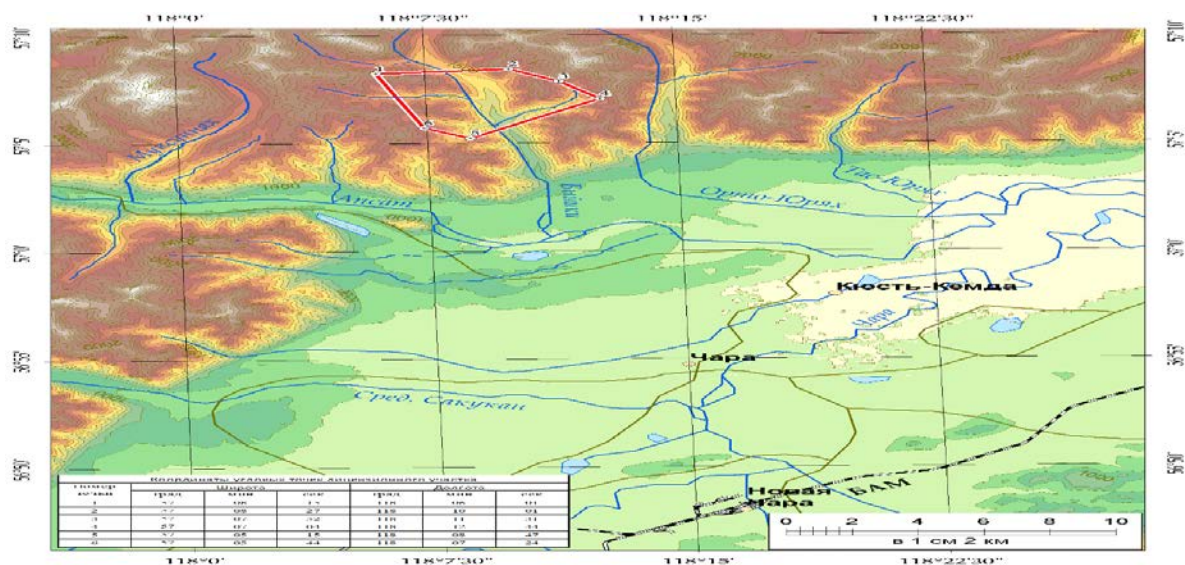


Рис. 4.2 - Геологическое строение угленосной площади Апсатского газозольного месторождения

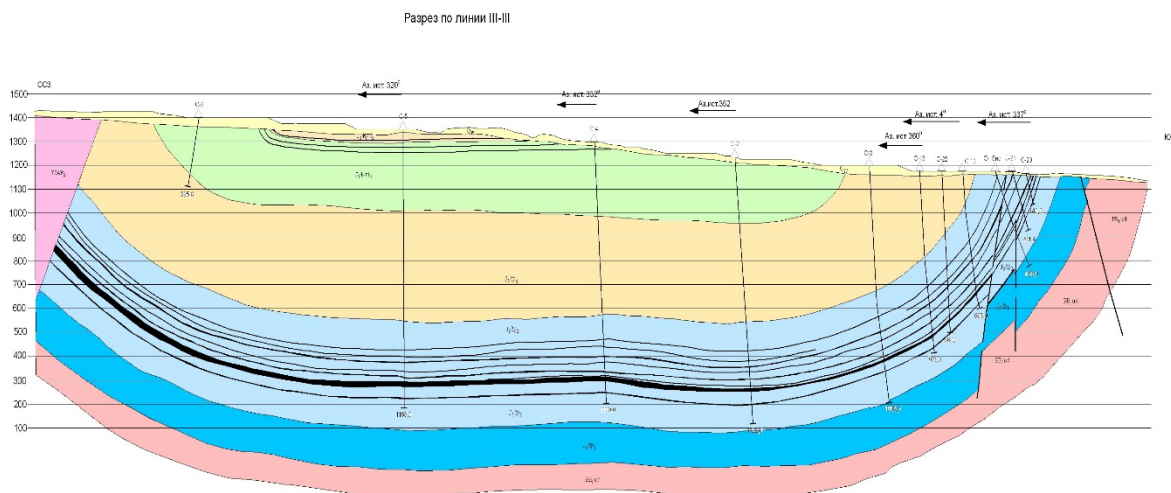


Рис. 4.3. - Фрагмент представительного разреза месторождения

Распределение угольного метана по площади Апсатского каменноугольного месторождения обусловлено следующими факторами:

- основную часть формирует аномальная геотермическая обстановка во вмещающих породах, которая вызвана довольно низким температурным интервалом ($-8...+9^{\circ}\text{C}$) вмещающих пород на верхних ярусах месторождения и, в свою очередь, повышенным интервалом температур ($+42...+52^{\circ}\text{C}$) на нижних ярусах месторождения. Данное обстоятельство обусловлено отдельными геотектоническими составляющими зоны рифтогенеза;

- характерной высокой степенью угленасыщенности месторождения (до 22-24%) вмещающего разреза (до 15 пластов рабочей мощности), наличием большого числа сверхмощных (до 22м) пластов, которые являются основными коллекторами и аккумуляторами - полостями метана;
- высокой степенью расчленения горного рельефа с большим числом разрывных нарушений, которые определяют разрывную конфигурацию линии поверхности сложившейся метановой зоны.

В пределах месторождения выделяются зона деметанизации (газового выветривания) и собственно зона наличия метановых газов. Разграничивает их поверхность, повторяющая очертания рельефа и слагаемая подошва толщи мерзлых горных пород. Отметки метановой зоны +1255..+1555м присущи пластам C_1 - C_3 участка Центральный 2 (верхняя угленосная толща), а отметки +905..+1105м присущи угольным пластам B_1 - B_9 Северо-Восточного участка (нижняя угленосная свита), отметки +1105...+1405м присущи Юго-Восточному участку, а отметки +1255...1305м – Юго-Западному. Интервал мощность зоны деметанизации составляет 55-755м.

Обширный материал ряда экспериментальных исследований, посвященных установлению сорбционной метаноемкости всех углей Апсатского каменноугольного месторождения (выход летучих $V^{daf} = 18$ -29%) при разбросе температур 0, 16, 31 и 46°C, разбросе значений давления газа от 0.15 до 14.5 Мпа), разбросе значений влажности от 0.5 до 4.5%, которые привязаны к основным глубинным отметкам месторождения, подтверждает обоснованные ранее основные зависимости сорбционной способности угля от давления, температуры, степени метаморфизма и влажности. Эти природные факторы формируют степень количественного распределения связанного (сорбированного) метана в угольной массе. Следует отметить разное влияние этих факторов на сорбционную способность: - степень метаморфизма и давление ее повышают, температура имеет тенденцию к понижению, а влажность вообще ее дезактивирует. Интервал изменения сорбционной способности для ряда сухих углей составляет 3-29 см³/г.с.б.м., для ряда влажных углей 3 - 22 см³/г.с.б.м. при аналогичных давлении и температуре.

Установленное в результате проведенных исследований конкретное положение поверхностных отметок метановой зоны, статистические данные, полученные в результате углегазового опробования, результаты исследований,

посвященных установлению сорбционных способностей углей месторождения, а также данные геологической разведки и специальных геокриологических и геотермических исследований сформировать пространственное распределение метановой зоны Апсатского каменноугольного месторождения (рис.4.4). Отличительной особенностью этого пространственного распределения является крутой рост метаноности (до 22-26 см³/г.с.б.м.) верхних горизонтов с глубинными отметками в 405-505м в контурах пониженного интервала температур (-7..+11°C), стабилизация ее значений в 26-31 см³/г.с.б.м.угля в интервале повышенных температур (+42-52°C) на глубинах отметках 705-1205м.

Интервал средневзвешенных значений плотности (концентрации) ресурсов метана прогнозного плана составляют на месторождении 635 - 905 млн м³/км².

Нижний угленосный горизонт представлен 23 угольными пластами. Угли относятся к витринитовым коксовым, коксовым слабоспекающимся и отошённым спекающимся. Петрографический состав нижней части угленосной толщи представлен мацералами группы витринитов (34— 99%), в меньшей степени инертинитов (1—38%), семивитринитов (2—36%), липтенитов (1—3%). Петрографический состав верхней части угленосной толщи представлен мацералами группы витринитов (85% и более), семивитринитов — до 46%, инертинитов — до 20%.

Угли углевлещающей толщи характеризуются как малосернистые и малофосфористые. Содержания редкоземельных элементов не превышают фоновых значений. Показатели качества углей Апсатского газозольного месторождения представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Показатели качества Апсатских углей

Показатели качества	Марка угля		Показатели качества	Марка угля	
	СС	К		СС	К
Зольность, A ^d , %	17.4	13.3	Углерод, C ^{daf} , %	88.73	85.34
Влага, W _j ^r , %	6.3	4.2	Водород, H ^{daf} , %	3.56	4.85
Сера, S _t ^d , %	0.26	0.14	Азот, N ^{daf}	1.48	0.81
Выход летучих веществ, V ^{daf}	25.7	30.1			

Ограниченное распространение в угленосной толще имеют коксовые отощённые, слабоспекающиеся, жирные и тощие угли. Угли характеризуются средней зольностью в 14,76 % и теплотой сгорания в 8558 -8980 ккал/кг.

Верхний угленосный горизонт представлен 6 пластами угля. Угли характеризуются как витринитовые, жирные, средние величины зольности и теплоты сгорания составляют 33,6 % и 8473 - 8694 ккал/кг.

Стратиграфическая колонка угленосных отложений представлена на рис. 4.4.

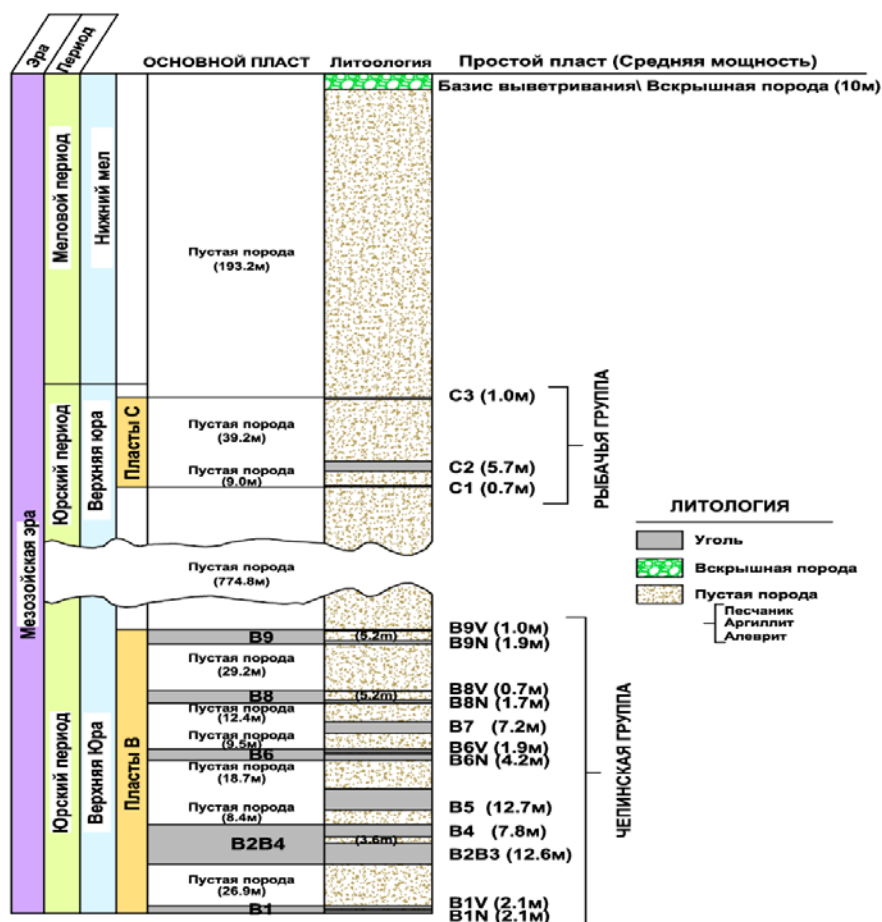


Рисунок 4.4 – Стратиграфия Апсатского месторождения

В пределах Апсатского газугольного месторождения установлены зоны газового выветривания и метановых газов. Метаноносность угольных пластов углевмещающей толщи в зоне распространения газового выветривания не превышает 10 м³/т.

Присутствует опасность взрывчатости угольной пыли и склонность углей к самовозгоранию. Вероятность выбросов угля и породы проявляется с глубины 750м.

Водоносный комплекс Апсатского месторождения представлен горизонтами с низкой водообильностью. Прогнозируемый максимальный водоприток в период ливневых осадков составит около 430 м³/час.

Ресурсы метана прогнозного плана, отнесенные к категории P_1 оцениваются в 4205 млн. m^3 , отнесенные к категории B_1 - 499 млн. m^3 , отнесенные к категории B_{2+3} - 574 млн. m^3 , отнесенные к категории B_4 - 422 млн. m^3 , отнесенные к категории B_5 - 975 млн. m^3 , отнесенные к категории B_7 - 552 млн. m^3 (табл. 4.1).

Вся площадь Апсатского газугольного месторождения пространственно разбита на 6 отдельных площадей (участков) (Рис. 4.5):

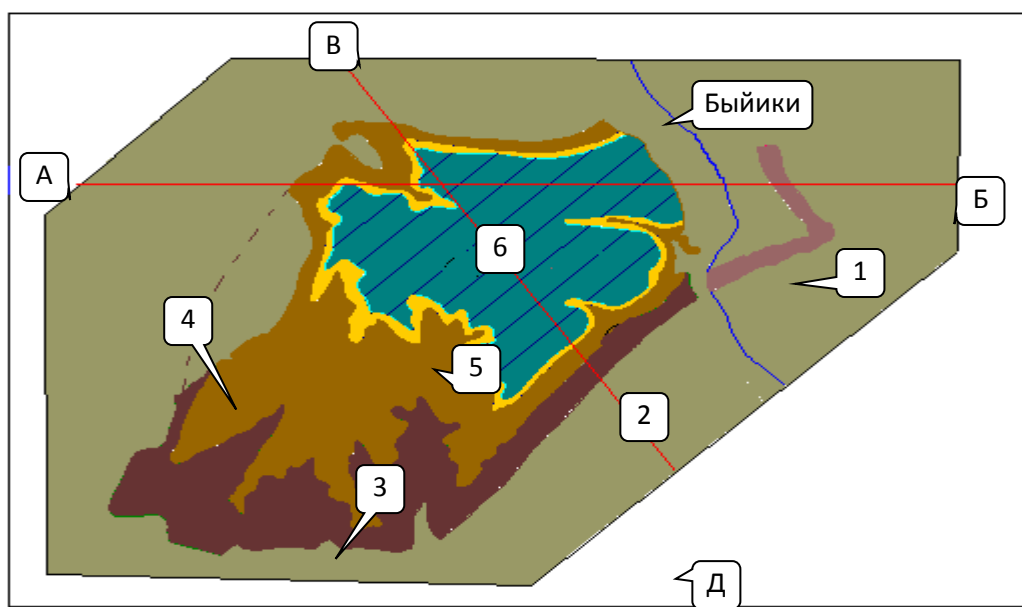


Рис. 4.5 – Пространственное деление площади месторождения на отдельные участки с учетом технологичности горно-геологических условий и горного рельефа : 1- Северо-Восточный участок; 2- Юго-восточный участок; 3- Юго-Западный участок; 4 – Северо-Западный участок; 5 – Центральный –I участок; 6 - Центральный –II участок

Исходя из вышеизложенного, технологичность отработки запасов месторождения представляется весьма низкой. Горные работы будут производиться в зоне многолетнемерзлых пород, сотягающими сложными сейсмическими, геодинамическими, тектоническими и гидрогеологическими условиями. В соответствии с геологическими данными, Апсатское угольное месторождение является газугольным. Данные геологической разведки установили глубину распространения поверхности метановой зоны. По этим данным на рис 4.7 изображены пространственные границы метановой зоны по стратиграфической глубине (интервал отметок +1205 до +1405м) и метановой зоны с повышенной метаноносностью в 21-23 m^3/t (интервал отметок +805 до +505м).

Таблица 4.2 – Распределение прогнозных ресурсов метана по угольным пластам месторождения

Индекс пласта	W _a , %	Ad, %	Запасы угля, тыс.т	Метано-носность, м ³ /т с.б.м.	Метано-носность $\bar{b}$, м ³ /т	Ресурсы метана, млн. м ³	Категория ресурсов
1	2	3	4	5	6	7	8
B1	0,70	15,93	31890	18,7	15,6	498	P1
B2+3	1,00	15,58	36807	18,7	15,6	574	P1
B2+4	0,65	18,28	10853	18,7	15,2	165	P1
B2+4(1н)	0,65	18,30	1302	18,7	15,2	20	P1
B4	1,00	16,31	27213	18,7	15,5	422	P1
B5	1,20	15,66	62913	18,7	15,5	975	P1
B6	1,00	17,48	16529	18,7	15,2	251	P1
B7	0,60	18,38	36329	18,7	15,2	552	P1
B8	1,17	16,03	5537	18,7	15,5	86	P1
B9	0,80	19,21	2879	18,7	15,0	43	P1
B1(1н)	0,90	13,71	4279	18,7	16,0	68	P1
B2+3(1н)	0,60	17,88	5954	18,7	15,2	90	P1
B2+3(1в)	1,10	15,47	6526	18,3	15,3	100	P1
B2+3(2в)	1,40	16,98	7443	18,7	15,3	114	P1
B5 (1в)	1,60	13,66	7186	18,3	15,5	111	P1
B5 (1н)	0,60	10,63	1090	18,3	16,2	18	P1
B5 (2н)	1,50	11,03	770	18,3	16,0	12	P1
B6 (1в)	0,60	17,16	3431	18,7	15,4	53	P1
B7 (1в)	0,60	20,55	2238	18,3	14,4	32	P1
B8 (1в)	0,60	18,55	852	18,7	15,1	13	P1
B9 (1в)	0,60	18,91	416	17,5	14,1	6	P1
Итого:			272437			4203	

В частности, по этим границам запасы угля, включенные в участок «Центральный II», не содержат метана и могут быть отработаны без применения средств дегазации и борьбы с внезапными выбросами угля и газа, а также достаточно легко может быть определена стратиграфическая глубина, с которой целесообразно проводить добычу угольного метана с использованием поверхностных скважин и способов интенсификации метаноотдачи угольных пластов.

В соответствии с этими же границами определены средние значения природной метаноносности пяти пластов (№1-5), обозначенных в табл.4.3 участков Апсатского месторождения. В этой таблице приведены оценочные данные ресурсов метана в пределах подсчитанных запасов угля и основные

предлагаемые технологические решения для участков месторождения. Максимальные значения ресурсов метана приурочены к угольным запасам участка «Центрального-I» - 15,6 млрд.м³. Далее идут участки «Юго-Западный» - 11,2 млрд.м³ и «Северо-Западный» - 8,5 млрд.м³. Минимальные ресурсы метана приурочены к участку «Северо-Восточный» - менее 1 млрд.м³.

Общий объем прогнозных ресурсов метана в угольных пластах Апсатского каменноугольного месторождения составляет 40,4 млрд.м³. Учитывая тот факт, что метан извлекается из недр средствами дегазации в процессе разработки месторождения, рассчитаны величины удельной (по времени) метанодобываемости участков и всего месторождения в течение срока его эксплуатации.

Для коэффициента общего извлечения метана $K_{\text{извл.общ.}} = 0,1$ удельная метанодобываемость месторождения составляет 0,7 млн. м³/мес. и при $K_{\text{извл.общ.}} = 0,2 - 1,4$ млн.м³/мес. С увеличением коэффициента общего извлечения метана удельная метанодобываемость на месторождении может быть увеличена пропорционально.

Следует отметить, что наши количественные оценки ресурсов метана близки значениям, рассчитанным ИПКОН РАН по данным Удоканской экспедиции ПГД «Читагеология». По этим данным ресурсы метана участка №2 составляет 3,8млрд.м³, расхождение с данными настоящего ТЭО составляет 4,8%.

В результате ранее проведенных исследований выявлена основная закономерность нарастания природной метаноносности Апсатского месторождения по мере увеличения глубинных отметок неравномерными темпами, что характеризуется резкими градиентами роста верхних и нижних ярусов, - данное обстоятельство обусловлено наличием аномальной геотермической зоны, геотектоническим положением и наличием мерзлоты.

Таблица 4.3 - Ресурсы метана на участках №1-6 Апсатского месторождения

№ участка	Средний угол падения, $\alpha_{\text{ср}}$	Запасы (ресурсы) угля, млн.т	Средняя газоносность участка, м ³ /т	Ресурсы метана на участке, млн.м ³
1	2	3	4	5
1	70	83,2	12	998,4
2	55	249,5	16	3992,0
3	45/5	<u>236,6</u>	<u>14</u> 20	<u>3312,4</u>
		397,4		7948,0
		$\Sigma=634$		$\Sigma = 11260,4$

Продолжение табл. 4.4.

1	2	3	4	5
4	67/5	<u>88,5</u>	<u>12</u> 21	<u>1062,0</u>
		353,8		7429,8
		$\Sigma = 442,3$		$\Sigma = 8491,8$
5	2	625,3	23	15632,5
6	65/5	152,1	-	-

Примечание: - числитель – для крутого падения

- знаменатель – для пологого залегания

- Извлечение метана для его утилизации: при общем коэффициенте извлечения $K_{\text{изв. общ.}} = 0,1$ метанодобываемость составляет 0,7 млн. м³/мес., или 233 тыс. м³/сут, или 16,2 м³/мин; при общем коэффициенте извлечения $K_{\text{изв. общ.}} = 0,2$ метанодобываемость составляет 1,40 млн. м³/мес., или 46,6 тыс.м³/сут, или 32,4 м³/мин

4.2 Обоснование проектных решений дегазации угольных пластов Апсатского месторождения и утилизации метана с установлением рациональных параметров

Экономически выгодным использованием угольного метана является его промышленная добыча или при разработке газоносных угольных пластов, или самостоятельно и независимо от работ по добыче угля. Промышленная добыча метана, таким образом, может быть организована на участке, не подлежащем разработке. Варианты вовлечения угольного метана в сырьевую и энергетическую базу региона показаны на рис. 4.7.



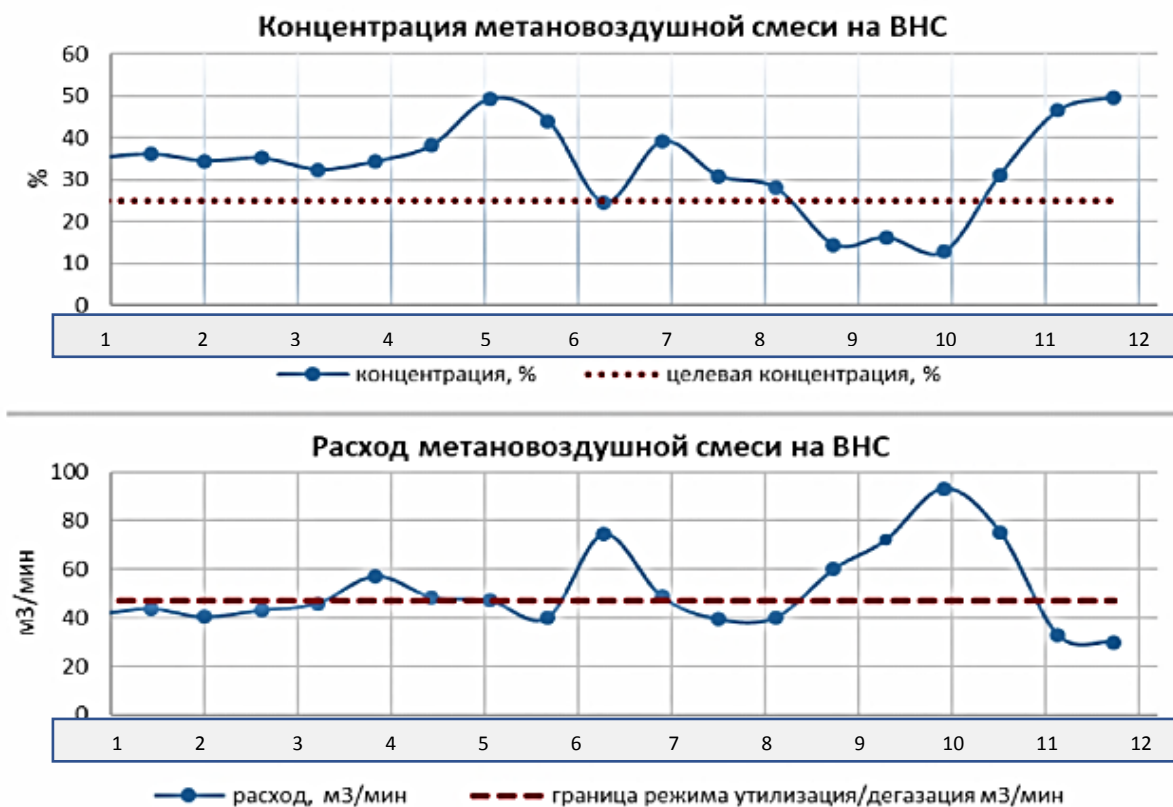
Рис.4.7 - Варианты вовлечения угольного метана в сырьевую и энергетическую базу региона

На рис. 4.8 приведена предполагаемая зона для первоэтапной процедуры извлечения метана Апсатского месторождения. Она выбрана и сформирована с учетом сложившихся высоких дебитов метана и средневзвешенной плотности (концентрации) прогнозных ресурсов метана. Данные параметры присущи угленосной толще участка Центральный 1. Срок службы метанодобывных скважин при этом ограничивается 10-12 годами.



Рис. 4.8 – Предполагаемая зона для первоэтапной промышленной добычи метана в условиях Апсатского каменноугольного месторождения

Графические зависимости дебитов метана, рис. 4.9, (анализ расхода и концентрации МВС для ВНС) в режиме утилизации показывают, что концентрация МВС не опускается ниже 40%, а прогнозируемый выход товарного метана составляет не менее 45м³/мин.



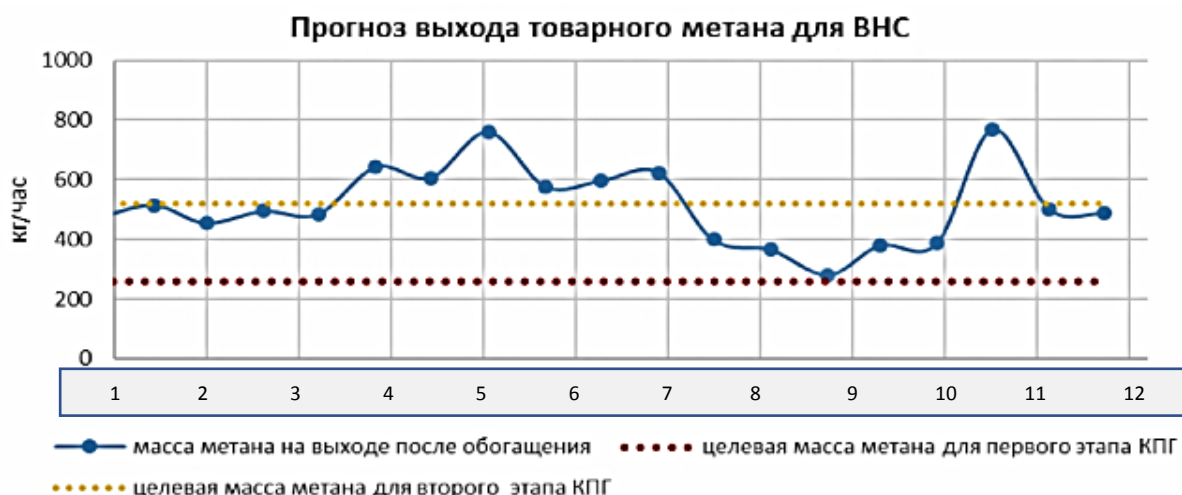


Рис. 4. 9 – Оценки дебитов метана по добычным скважинам за время их эксплуатации

Физико-химические параметры получаемого сжиженного природного газа должны соответствовать конкретным требованиям и нормам, представленным в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Показатели качества СПГ

Наименование показателя	Значение для марки			Метод анализа и измерения
	А	Б	В	
Компонентный состав, молярная доля, %	Определение обязательно	Определение обязательно	Определение обязательно	ГОСТ 31371.1 – 31371.7
Область значения числа Воббе (высшего) при стандартных условиях, Мдж/м ³	47.2-49.2	Не нормируется	41.2-54.5	ГОСТ 31369
Низшая теплота сгорания при стандартных условиях, Мдж/м ³	Не нормируется	31.8-36.8	Не менее 31.8	ГОСТ 31369
Молярная доля метана, %, не менее	99.0	80.0	75.0	ГОСТ 31371.1-31371.7

Учитывая горно-геологические и горнотехнические условия эксплуатации, физико-механические свойства вмещающих пород месторождения капитальные затраты на сооружение 1 погонного метра дегазационной скважины составят около 3050 руб./п.м. При глубине

скважины в 1км полная стоимость скважины составит 3.05 млн. руб., а дегазационная сеть из 12 скважин обойдется чуть более, чем 36 млн. руб.

Комплекс из 12-ти дегазационных скважин бурится с во вмещающих породах подсвиты $I_{\text{ср.1}} - I_{\text{ср.3}}$, относящейся к Чепанской свите, вмещающая толща которой представлена песчаниками, углями, алевролитами и гравелитами. Газоносность достигает отметок в 21-26 м³/т, глубинные отметки составляют от 1005 до 1645м, максимальное давление метана доходит до значения в 4МПа.

По окончании бурения комплекса дегазационных скважин общий дебит угольного метана составит 31-72 м³/мин или в среднем 15,9 млн. м³/год, что позволит получить суммарный доход от его реализации на внутреннем рынке (70 американских долларов за 1000м³) в размере 1104 тысяч американских долларов/год. Размер дополнительного дохода (эмиссионная торговля квотами парниковых газов (Киотский протокол)) составит 134,5 тысяч американских долларов/год (при цене 1т углеродного эквивалента 8-9 американских долларов за 1000м³ метана). Общий суммарный доход превысит 1134,5 тысяч американских долларов/год. Срок окупаемости капитальных вложений составит около года, а пролонгированный доход от извлечения угольного метана будет использован для повышения технико-экономической эффективности и рентабельности угледобывающего предприятия, что связано с использованием когенерационных технологий.

Данные проектные проработки основаны на проведении ряда мероприятий технологического и технического плана:

- мероприятия по бурению двенадцати дегазационных скважин внутренним диаметром 6'' до глубины метановой зоны (1000 и более метров);
- мероприятия по обсадке и цементации затрубного пространства дегазационных скважин с выполнением процедур по обвязке их устьев;
- мероприятия по последовательному гидropескоструйному вскрытию метанугольных пластов с помощью гидроперфоратора с обратным направлением перемещения по всей длине скважины с реализацией процедуры их последующего гидрорасчленения стационарными высоконапорными насосами (расход 380м³/час);
- мероприятия по размыву и осушению скважин и раскрытых трещин после гидрорасчленения с помощью компрессора – эрлифта;

- мероприятия по активизации добычи метана с помощью вакуум-насоса, в этом случае обязательной является выполнение процедуры предварительного осушения дегазируемой смеси;

- мероприятия по перемещению метана от вакуум-насосной установки до пунктов его переработки и утилизации.

Выполнение этих мероприятий осуществляется с помощью следующих материалов, оборудования и технических средств:

- обсадка дегазационных скважин осуществляется цельнотянутыми трубами в нефтяном исполнении с толщиной стенки 7.0мм;

- цементация затрубного пространства скважин осуществляется с использованием цемента М500;

- процедура вскрытия угольных пластов из дегазационной скважины осуществляется с помощью гидropескоструйного перфоратора типа АП-6М;

- откачка воды из дегазационной скважины производится с использованием станка-качалки типа СК-6 или эрлифтом компрессорного типа КПУ15/100;

- закачка воды для формирования режима гидрорасчленения осуществляется передвижной установкой УН-450х700 на шасси Урал-4320;

- вскрытие угольных пластов, установка ряда песчаных мостов, закрепление трещин песком осуществляется с использованием пескосмесительного агрегата ЗПА-700;

- физико-химическая обработка угольных пластов осуществляется с использованием агрегата кислотной обработки АЗИНмаш-35.

Эффективность дегазационных скважин с использованием мероприятий по гидрорасчленению угольных пластов составит:

- рабочий реагент гидрорасчленения - вода $K_0 = 0,35 - 0,45$;

- рабочий реагент – раствор, основанный на использовании поверхностно-активных веществ $K_0 = 0,40 - 0,50$;

- рабочий реагент – раствор, основанный на использовании химически активных веществ $K_0 = 0,5 - 0,6$.

Удаление рабочей жидкости станками-качалками или с использованием эрлифта осуществляется сбросом воды в естественные водоемы или направляется в замкнутый цикл на новые закачки в пласт.

В случае использования солянокислотных растворов технология их закачки и выдержки в пласте рассчитывается таким образом, что основная масса кислотной добавки нейтрализуется в угольном пласте. В случае обнаружения кислотного остатка в откачиваемой жидкости, последняя собирается в специально устроенный резервуар на поверхности и нейтрализуется слабым раствором натриевой или калиевой щелочи.

Анализ опыта реализации подобных проектов в США показал, что наибольшую прибыль обеспечивают всего три основополагающих благоприятных фактора – процентное содержание газа, проницаемость чистых угольных пачек и мощность пластов [42]. Подтверждением этого служат следующие факты. На месторождении бассейна Сан-Хуан промышленное извлечение метана с одного пласта мощностью в 50 футов превысила рентабельность всей добычи из маломощных угольных пластов месторождений бассейна Вэрриор и Аппалачей. Другой яркий пример аналогичных прибыльных соотношений наблюдается в бассейне Powder River, там отмечено низкое содержание метана в угле марки Б, которое с лихвой компенсировалось высоким содержанием метана в продуктивных пластах на глубинных отметках всего 100 футов.

Как показывает практика реализации проектов подобного рода в России и за рубежом технологическое оснащение при разработке метаноугольных месторождений позволяет поддерживать дебит добычных скважин в пределах 1,5– 10 тыс. м³ /сут со сроком эксплуатации в 10–15 лет. Исходя из этого при выборе технологии строительства скважины необходим системный подход, который позволяет минимизировать затраты, связанные как со строительством скважины, так и с интенсификацией и ее освоением, что требует наличия научно-методической базы определения методов и обоснования параметров соответствующих технологий, которые интенсифицируют газоотдачу угольных пластов и полностью соответствуют конкретным горно-геологическим условиям эксплуатации и процессу разработки схемы рационального пространственного размещения эксплуатационных скважин.

В этой сфере определенного внимания заслуживают проведенные «Газпром промгаз» исследования, связанные с определением оптимальной сетки скважин при извлечении МУП [43]. Выяснено, что оптимальная плотность сетки добычных скважин напрямую зависит от одного главного

параметра - проницаемости угольных пластов. Полученные в результате проведения исследований практические результаты с учетом общих расходов и доходов, позволяют выявить конкретное количественное граничное значение проницаемости угольных пластов, превышение которого приводит к нерентабельной планке реализации инвестиционного проекта по добыче метана и реализации когенерационных технологий. Основопологающим при сопоставлении изменений во времени накопленной добычи газа является вопрос о выборе двух составляющих: - обоснование параметров заблаговременной дегазации угольных пластов перед начальным этапом ведения горных работ и собственно, обоснование технологии разработки метаноугольного месторождения. При заблаговременной дегазации угольных пластов оптимальным является расстояние между скважинами в 200 м, что формирует возможность наибольшего отбора метана за более короткий срок. Перспективы роста коэффициента извлечения газа связаны с реализацией второго варианта (разработка месторождения) и в этом случае оптимальным расстоянием является 400 м.

Одна из перспективных технологий добычи МУП по общему мнению заключается в формировании комплекса вертикальных, горизонтальных и наклонно направленных скважин, пробуренных с поверхности до продуктивного пласта (вертикальная скважина) и по продуктивному пласту (горизонтальные и наклонно-направленные) по двум технологиям: TRD (tight radius drilling) и MRD (medium radius drilling) (рис. 4.10). Технологические особенности способа TRD заключаются в формировании боковой вертикальной скважины и горизонтально-разветвлённых скважин в массиве угольного пласта с довольно малыми радиусами искривления. При осуществлении этой процедуры в угольном массиве пласта ствол скважины с использованием специальных приспособлений расширяют до величины 600–800 мм. Далее в расширенную полость ствола скважины опускают отклоняющее устройство, с использованием которого производится отклонение специального бурового снаряда от вертикального положения практически на любой радиус, что позволяет технически осуществлять бурение в угольном пласте радиально отходящих боковых горизонтальных и наклонно-направленных скважин (до 10 шт.) с протяжённостью до 300 м. При наличии в стратиграфическом разрезе угленосной толщи свиты пластов после

окончания работ по разбурированию окончательной сетки скважин по первому угольному пласту переходят поэтапно к следующим. Суть технологии MRD (способ бурения скважин со средним радиусом искривления) заключается в формировании центральной вертикальной скважины, которая служит для откачки пластовой жидкости и одной (или нескольких) периферической скважины. Данные скважины с горизонтальным (субгоризонтальным) окончанием закладываются на расстоянии от 500-2000 м от вертикальной скважины. Трасса проведения горизонтальной скважины по пласту (300-1500м в зависимости от конкретных горно-геологических и горнотехнических условий) должна при этом попасть в зону влияния центральной скважины.

Процесс дополнительной стимуляции десорбции метана осуществляется путем закачки азота или диоксида углерода в угольные пласты: - при этом понижается парциальное давление адсорбированного метана, но в целом поддерживается общее давление в коллекторе скважины. При осуществлении этого процесса одна молекула метана сорбируется двумя молекулами углекислоты [44].

Практическая зона дренажа метана из угольных пластов при реализации данных технологий расширяется до 1 км², что позволяет сформировать сетку скважин с расстоянием между ними в 1000м.

Заявляется, что с использованием данных технологий может извлекаться до 90 % от первоначального количества газа, что выглядит несомненно приоритетнее, чем 30–70 % способов с использованием традиционного снижения давления в коллекторе скважины. В основу проектирования технологических схем извлечения МУП должен быть заложен следующий постулат. В целях обеспечения приемлемой рентабельности добычи в условиях относительно малых дебитов добычных скважин, затраты на сооружение и эксплуатацию метанодобычных скважин должны сводиться к минимуму. Исследования выявили, что приемлемые удельные затраты на извлечение метана достигаются при глубине их сооружения менее 1200 м., при этом объёмы производства и количество эксплуатационных скважин достигают критического уровня, обеспечивающего приемлемую экономическую эффективность. В качестве пороговых значений масштабов освоения новых объектов извлечения МУП в США обоснован годовой объём извлечения метана не менее 2 млрд м³, который обеспечивается работой не

менее 400 добывающих скважин. Учитывая данные обстоятельства, перспективы освоения метаноугольных месторождений в РФ на период до 2030 г. в первоочередном видении связаны с прогнозными ресурсами Кузнецкого и Печорского угольных бассейнов и Апсатским метаноугольным месторождением.

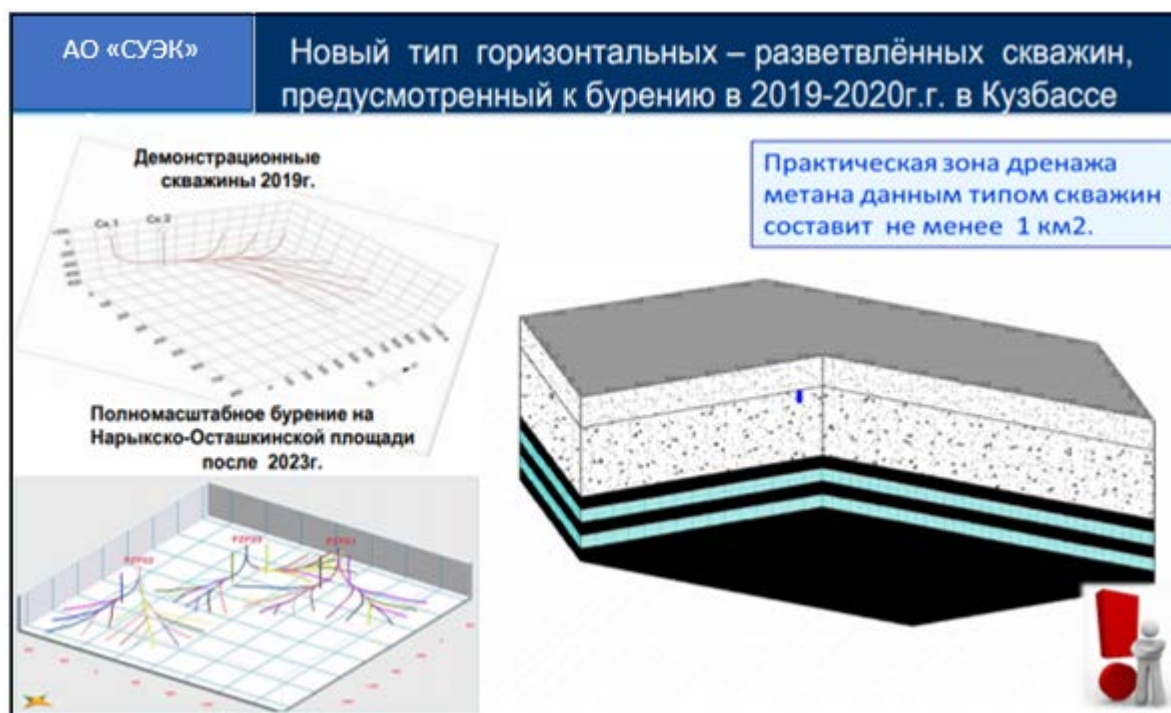


Рис.4.10 – Технологии TRD (tight radius drilling) и MRD (medium radius drilling)

Следует отметить, что общая эффективность реализации технологий добычи метана и когенерационных технологий будет формироваться на базе соотношения себестоимости извлекаемого из угленосных толщ метана и получения конечной продукции (электричество, тепло, СПГ) и отпускной рыночной цены этих составляющих, - себестоимость при этом будет предопределяться дебитами газа, затратами на строительство добычных скважин и техническое обустройство промысла. В связи с этим особую роль приобретают методы выбора наиболее перспективных первоочередных объектов освоения, технологий строительства скважин и интенсификации газоотдачи угольных пластов и выбор технических средств обеспечения реализации когенерационных технологий.

Перспективы строительства углегазоэлектрического комплекса и реализации когенерационных технологий на Апсатском угольном месторождении напрямую увязаны с энергоснабжением ряда потребителей Апсатского и Чаро-Удоканского территориально-промышленного комплекса. Объем прогнозных ресурсов метана позволяет организовать годовую добычу газа в 1,5 млрд м³, утилизировать его и конечную продукцию в виде электричества, тепловой энергии и сжиженного газа предоставить для удовлетворения нужд промышленного и коммунально-бытового назначения горно-обогатительного комбината и примыкающего города с населением свыше 100 тыс. человек.

Ключевые особенности производства СПГ из дегазационного шахтного метана

Дегазационный газ угольных шахт отличается наличием типового состава, который приведен в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Типовой состав дегазационного метана

Газ		Концентрация
CH ₄	Метан	25-90%
N ₂	Азот	5-60%
O ₂	Кислород	0.6-13%
CO ₂	Углекислый газ	0.2-3%
CO	Угарный газ	0-0.0002%
C ₂ H ₆	Этан	0.04%
C ₃ H ₈	Пропан	0.02%
C ₄ H ₁₀	Изобутан	0.01%
C ₄ H ₁₀	Н-Бутан	0.003%

С учетом приведенного типового состава в настоящий период развития техники и технологий разработаны технологии его обогащения, адаптированные к удалению из шахтного газа углеводородов, азота, окиси и диоксида углерода. Основной проблемной составляющей при производстве газомоторного топлива из шахтного дегазационного метана является наличие кислорода с концентрациями до 12-13%.

Теоретически обоснованы четыре способа удаления кислородной составляющей:

1.Адсорбционный метод удаления кислорода. У метода присутствует ряд недостатков, которые сводят на нет его использование при больших концентрациях кислорода в метановоздушной смеси: - присутствует угроза создания взрывоопасной смеси ввиду невозможности полного удаления кислорода из адсорбера в процессе регенерации, - присутствуют потери метана до 15%. Практически не используется.

2. Метод удаления кислорода в процессе сжижения. Основан на разделении метана и кислорода за счет разных температур сжижения газов. Конечными продуктами являются сжиженный метан и парогазовая фракция метана, кислорода и азота. Недостатком является наличие газообразного кислорода в СПГ и возможность появления взрывоопасных концентраций метана и кислорода. Практически не используется.

3.Метод удаления кислорода окислением на коксовом газе. В состав СПГ при использовании данного каталитического способа добавляется оксид углерода, который вступает в окислительную реакцию. Основным недостатком является получение оксида и диоксида углерода, которые необходимо удалять. Практически не используется.

4. Метод каталитического удаления кислорода (oxidation). Представленная технология основана на реакции окисления кислорода и метана с получением углекислого газа и воды. Самый широко используемый метод в настоящее время. В таблице 4.6 приведена оценка стоимости инфраструктуры для транспортирования и заправки газомоторного топлива.

Таблица 4.6 - Оценка стоимости инфраструктуры для транспортирования и заправки газомоторного топлива

Наименование	Количество	Цена единицы	Общая стоимость
Емкости на базе ППЦ	14	14715000руб	206010000руб
КриоАЗС, 2 поста	2	40000000руб	80000000руб
Вспомогательный КриоПАГЗ	1	39174600руб	39174600руб
Тягач на ГМТ	2	12000000руб	24000000руб
СМР	2	15000000руб	30000000руб
ПИР	2	15000000руб	15000000руб
Оборудование для обслуживания СПГ комплекса			50000000руб
Система слива СПГ и дегазации	2	15000000руб	30000000руб
Азотная станция	2	10000000руб	20000000руб
Итого:			459184600руб
Инфраструктура для малотоннажного транспорта			
ПАГЗ на базе ППЦ	3	23800000руб	71400000руб
Тягач на ГМТ	2	12000000руб	24000000руб
Вспомогательное оборудование	2	6080000руб	12160000руб
Итого:			107560000руб

4.3 Оценка экономической эффективности и конкурентных преимуществ когенерационной технологии при освоении Апсатского газозольного месторождения

Совершенно очевидно, что основные положения методического концептуального подхода для оценки отдельных аспектов экономической эффективности проектов по внедрению когенерационных технологий в условиях Апсатского каменноугольного месторождения могут быть реализованы в двух постановках: первая осуществляется в условиях создания централизованной когенерационной ТЭЦ для удовлетворения потребностей основных потребителей Апсатского ГОКа, вторая – для создания распределенной когенерационной ТЭЦ для удовлетворения потребностей в электро – и теплоэнергии сторонних потребителей (Чаро-Удоканского территориально-промышленного комплекса). Сложившаяся в течении последних десятилетий тенденция постоянного удорожания энергоносителей с одновременным увеличением негативных последствий техногенного характера на экологическую составляющую окружающей среды, диктует своевременность постановки и воплощения в жизнь вопроса децентрализации энерго - и теплоснабжения, основанного на потенциале распределенной когенерационной ТЭЦ, обеспечивающей повышение степени надежности и бесперебойности энерго – и теплоснабжения. Экономические проблемы, характеризующиеся определенными диспропорциями тарифов на тепло- и электроносители, регламентируемые уровни рентабельности, существующие в энергетической отрасли, повышенные тарифы отпуска электро – и теплоэнергии промышленным потребителям создали на рассматриваемой территории в современных макроэкономических условиях ситуацию, когда автономные когенерационные ТЭЦ в распределенной системе, функционирующие на местных топливных (условно бесплатных ресурсах – шахтный газ–метан), формируют ряд конкурентных преимуществ и становятся экономически целесообразными и оправданными. Своевременное вовлечение когенерационных технологий на основе использования шахтного газа в производственно-хозяйственную деятельность освоения Апсатского каменноугольного месторождения может служить решением проблемы обеспечения электроэнергий и теплом ближайшего коммунально-бытового и частично промышленного секторов региона на долгое время. Как было

доказано выше, установка в распределенной сети компактных когенерационных установок на базе газопоршневых двигателей (ТЭЦ-ДВС) является перспективным и доминирующим направлением развития ее конкурентных преимуществ в рассматриваемых условиях.

Оценка экономической эффективности внедрения когенерационных технологий возможна при этом за счет разработки и технико-экономического анализа соответствующих инвестиционных проектов и опираться на привлечение соответствующих финансово-экономических показателей. Инвестиционные проекты, направленные на строительство новых когенерационных ТЭЦ на базе современных высокоэффективных технологий обладают при этом различным уровнем инвестиционного риска, с которым они сопряжены. Укрупненная блок-схема алгоритма оценки экономической эффективности инвестиционных проектов с учетом этого показана на рис. 4.11, который включает следующие итерации: 1) расчет соответствующих показателей, характеризующих экономическую эффективность инвестиционного проекта; 2) проведение анализа чувствительности показателей экономической эффективности; 3) проведение многокритериального анализа реализуемого варианта строительства когенерационной ТЭЦ; 4) проведение анализа областей разработанных проектных решений.

В рамках первой итерации используются методы экономической оценки эффективности инвестиций с использованием таких первостепенных критериев оценки как интегральные затраты и интегральный эффект. В качестве второстепенных критериев, которые выполняют функции ограничений, привлекаются внутренняя норма доходности; срок окупаемости капитальных вложений и максимальный денежный отток.

Анализ чувствительности показателей экономической эффективности производится с целью определения устойчивости проектных решений предлагаемого варианта строительства когенерационной ТЭЦ при определенном диапазоне изменения основных параметров реализации инвестиционного проекта (цена используемого топлива, размер производственных издержек, объем капиталовложений и т.п.) с учетом составляющих фактора риска, который характеризует и обусловлен внешними условиями реализации проекта. Третья стадия подразумевает проведение

многокритериального анализа варианта строительства когенерационной ТЭЦ с использованием определенной номенклатуры энергетических, экономических и экологических критериев с использованием определенного математического аппарата. Заключительная стадия предопределяет анализ области реализации проектных решений, в результате чего подтверждается целесообразность строительства когенерационной ТЭЦ.



Рис. 4.11 – Блок-схема алгоритма оценки экономической эффективности когенерационных инвестиционных проектов

Объем интегральных затрат (ЗИ) рассчитывается с учетом их динамики за оптимизационный период (период строительства и эксплуатации когенерационной ТЭЦ (Т) по формуле [45, 46, 47]:

$$Z_H = \sum_{t=1}^T (K_t + I_t + Z_t^{\text{л}}) (1 + \alpha)^{-t}, \quad (4.1)$$

где K_t и I_t – объемы капитальных и эксплуатационных затрат в течении периода оптимизации t ; $Z_t^{\text{л}}$ – затраты, связанные с выводом объектов инфраструктуры из промышленной эксплуатации за период оптимизации t ; α – дисконт (норма).

Величина интегрального эффекта (ЭИ), который представляет собой разность дисконтированных за весь период жизненного цикла

когенерационной ТЭЦ результатов (доходов, выручки) и затрат (расходов) определяется с использованием формулы [48, 49, 50]:

$$\mathcal{E}_H = \sum_{t=1}^T (D_t - (K_t + I_t))(1 + \alpha)^{-t} , \quad (4.2)$$

где D_t – величина дохода, формируемого в результате реализации электроэнергии и тепла за оптимизационный период t ; K_t и I_t – капиталовложения и годовые эксплуатационные издержки за период оптимизации t .

При реализации оценочной процедуры при этом необходимо учитывать ряд обязательных методических аспектов: 1. Оценка стоимостных показателей в формулах (4.1) и (4.2) производится строго с обеспечением условия сопоставимости цен для исходного базового года, что требует ввода дефляторов с целью учета влияния инфляционных процессов. 2. Необходимо обеспечить учет влияния фактора времени с использованием процедуры дисконтирования денежных потоков. 3. Структура капиталовложений в строительство когенерационной ТЭЦ должна в обязательном порядке включать затраты на приобретение необходимого оборудования и затраты на проведение строительно-монтажных работ. Затраты на проведение строительно-монтажных работ аналогичным образом должны включать составляющие по объему заработной платы трудящихся, материальных и энергетических ресурсов. 4. Использование критерия интегрального эффекта требует необходимости учета ряда ограничений, которые формируются под воздействием складывающихся макроэкономических условий. К таким ограничениям можно отнести [51, 52, 53]: – заранее задаваемое значение максимального порога такого показателя, как внутренняя норма доходности (ВНД), при достижении этой величины интегральный эффект обнуляется ($\mathcal{E}И(ВНД)=0$):

$$ВНД \geq \alpha_{\min} , \quad (4.3)$$

где $\alpha_{\min}$ – норма дисконта, которая минимально допустима.

ВНД определяется в режиме перебора пороговых значений операционной рентабельности, - инвестиционный проект считается рентабельным, если значение ВНД не ниже исходного порогового значения.

Показатель «срок окупаемости инвестиционных затрат ($T_{ок}$)» это временной период, в течение которого доход от продаж электрической и тепловой энергии покрывает объем капитальных вложений;

Показатель «максимальный денежный отток (МДО)» ориентирован на выявлении наиболее отрицательного значения интегрального эффекта и служит регулятором при распределения объемов капитальных затрат по соответствующим периодам начальной фазы реализации инвестиционного проекта;

Показатель «Норма безубыточности (НБ)» характеризует определенные объемы электрической и тепловой энергии, которые формируют условия, создающие равенство совокупных затрат и доходов.

Значения результирующих показателей экономической эффективности предлагаемого варианта строительства когенерационной ТЭЦ, с учетом критерия интегральных затрат (нормы дисконта 10 и 20 %) приведены в табл. 4.7.

Таблица 4.7 – Объемы интегральных затрат при строительстве когенерационной ТЭЦ

Проектный вариант	З _и , млн руб		З _и ^{уд} , руб/кВт ч	
	10%	20%	10%	20%
На шахтном газе	37867.4	19564.5	0.192	0.098

Значения интегрального эффекта, внутренней нормы доходности (ВНД), срока окупаемости капитальных вложений (Ток) и максимального денежного оттока (МДО) предлагаемого проекта представлены в табл. 4.8.

Таблица 4.8 – Объем интегрального эффекта и показателей – ограничений строительства когенерационной ТЭЦ

Проектный вариант	Значение интегрального эффекта (Э _и), млн долл		Показатели-ограничения				
			ВНД, %	Т _{ок} , лет		МДО, млн руб	
	10%	20%		10%	20%	10%	20%
На шахтном газе	12768	965	24	3	5	8867	6987

Процесс реализации инвестиционного проекта по строительству когенерационной ТЭЦ сопряжен с определенным уровнем риска. Процедура заявленного подхода к учету факторов неопределенности и риска включает

использование двух методических подходов: первый включает укрупненную оценку устойчивости проектных решений; второй - вариацию основополагающих параметров.

Норма дисконта использовалась в двух вариантах: – вариант коммерческой безрисковой, скорректированной на инфляцию (10 %); – вариант поправочной рискованной нормы дисконта (20 %). Проведенные расчеты сформировали достаточную прибыльность и устойчивость предлагаемого инвестиционного проекта. Значение внутренней нормы доходности инвестиционного проекта в 24.0 % обуславливает достаточный уровень устойчивости проекта в результате изменений макроэкономической обстановки внешней среды. Показания диапазона изменения нормы дисконта с 10 % до 20 % показывает снижение значения интегрального эффекта с 12 768 млн. руб. до 965 млн. руб. Значение срока окупаемости предлагаемого проекта когенерационной ТЭЦ с нормой дисконта 20 % не превышает 5 лет, - это на 2 года больше срока окупаемости с нормой дисконта 10 % (3 года).

Данные значения полученного интегрального эффекта позволяют сделать однозначные выводы о достаточно высокой финансовой устойчивости проекта строительства когенерационной ТЭЦ в условиях Апсатского месторождения к влиянию финансовых рисков, которые формируются под влиянием инфляционных факторов, значений ставки банковского процента за взятые кредиты, а также значений ставки страховки за предпринимательский риск.

Экономическую целесообразность реализации предложенного проекта строительства когенерационной ТЭЦ подтверждают и другие показатели оценки эффективности, в частности срок окупаемости капитальных вложений. Приведенные величины срока окупаемости капитальных вложений (не более 5 лет) представляются весьма выгодными для инвестора и определяют приемлемую перспективность проектных решений.

Значения величины нормы безубыточности составили 38 и 44 при значениях нормы дисконта 10 и 20% соответственно. Это формирует значительный потенциал инвестиционного проекта с точки зрения того, что в результате эксплуатации когенерационной станции происходит быстрая окупаемость капитальных вложений из-за высокой степени экономичности. Рассмотрение данного аспекта в вышеизложенной постановке также

позволяет характеризовать выбранные проектные решения когенерационной ТЭЦ также как достаточно устойчивые и эффективные.

Использование метода вариации основополагающих параметров при выполнении анализа чувствительности проектных решений позволяет проследить динамику тренда изменения основных оценочных показателей с учетом влияния различных факторов на конечную конкурентоспособность когенерационной ТЭЦ.

Ряд таких специфических факторов может включать: – общее число часов использования установленной мощности;

- величина общих эксплуатационных издержек;
- значение цены исходного топлива (величина переменных издержек);
- срок ввода очередей;
- величина постоянных издержек;
- объем капитальных вложений.

Результаты проведенного анализа чувствительности показателей экономической эффективности к изменению основополагающих параметров представлены в табл. 4.9, 4.10.

Таблица 4.9 - Анализ чувствительности проектных показателей к изменению параметров макроэкономической среды при норме дисконта 10%

№№ п/п	Фактор	Отношение изменения к изменению (%) параметра				
		Э _и	ВНД	Т _{ок}	МДО	НБ
1	Число часов использования установленной мощности	4.44	2.66	7.21	1.01	0.88
2	Общие издержки	2.85	1.64	2.21	0.65	0.68
3	Переменные издержки	1.66	0.94	0.93	0.38	0.68
4	Постоянные издержки	1.19	0.66	0.58	0.27	0.00
5	Величина капитальных вложений	1.18	0.64	0.58	0.27	0.99
6	Срок ввода очередей строительства	1.24	1.30	1.45	2.04	2.78

Таблица 4.10 - Анализ чувствительности проектных показателей к изменению параметров макроэкономической среды при норме дисконта 20%

№№ п/п	Фактор	Отношение изменения к изменению (%) параметра				
		Э _и	ВНД	Т _{ок}	МДО	НБ
1	Число часов использования установленной мощности	10.27	2.66	9.18	1.01	0.88
2	Общие издержки	6.60	1.64	15.45	0.68	0.68
3	Переменные издержки	3.85	0.94	3.05	0.44	0.68
4	Постоянные издержки	2.76	0.66	1.59	0.34	0.00
5	Величина капитальных вложений	2.72	0.64	1.55	0.34	0.99
6	Срок ввода очередей строительства	6.79	1.74	5.25	2.70	3.70

Наибольшая степень влияния на экономические показатели присуща параметру «число часов использования установленной мощности». При диапазоне изменения этого параметра с 6000 до 4850 ч/год (на 20.0 %) при значении ставки дисконта в 10 % инфраструктура проекта окупится примерно через 3 года, а при значении ставки дисконта в 20% – только через 5 лет. Изменение параметра «число часов использования установленной мощности» всего на 1% приводит к изменению значения показателя «интегральный эффект» на 4,46 и 10,29 % при увеличении срока окупаемости капитальных вложений на 7,24 и 9,19 % при значениях нормы дисконта в 10 и 20 %. Результаты анализа чувствительности показывают, что на срок окупаемости капитальных вложений инвестиционного проекта довольно существенно влияет непредвиденное изменение сроков ввода в эксплуатацию когенерационных установок. Если эти сроки переносятся на 1 год, то срок окупаемости капитальных вложений инвестиционного проекта увеличивается до 10,2 года при значении нормы дисконта в 10 % и до 16,4 года при значении нормы дисконта в 20 %. Невзирая на это, анализ конечных результатов процедуры выявления чувствительности экономических показателей инвестиционного проекта к изменению макроэкономической обстановки показал приемлемую степень риска реализации проектных решений строительства КЭИ.

Для проведения дальнейшей оценки используются три группы критериев, представленных в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Матрица исходных данных многокритериального анализа

Показатели	Значение
1. Энергетический уровень	
1.1. Удельный расход топлива, т.у.т/кВт ч	256.0
1.2. Коэффициент готовности, %	80.0
1.3. Выработка электрической энергии, млрд Квт ч/год	34.0
1.4. Выработка тепловой энергии, Гкал/год	3.0
1.5. Срок службы, лет	30.0
2. Экологический уровень	
2.1. Удельные выбросы окислов азота, г/Мдж	96.0
2.2. Потребность в земельных ресурсах, га	10.0
3. Экономический уровень	
3.1. Удельные капиталовложения, долл/кВт	550
3.2. Себестоимость, долл 10^{-3} /кВт ч	5.7
3.3. Интегральные затраты, долл 10^{-3} /кВт ч	18.6
3.4. Интегральный эффект, долл 10^{-3} /кВт ч	33.0

Эти показатели были отобраны в результате анализа исследований, посвященных выявлению влияния частных показателей-критериев на результирующие технико-экономические показатели когенерационной ТЭЦ посредством корреляционно-регрессионного обеспечения [55].

По результатам этих исследований в подгруппу энергетических показателей рационально внести следующие: показатель удельного расхода топлива, показатель коэффициента готовности, показатель объемов выработки электрической и тепловой энергии.

В подгруппу экологических показателей рационально внести следующие: показатель объема выбросов окислов азота и углекислого газа, показатель стоимости выбросов в окружающую среду, показатель выплат за использование земельных ресурсов. В подгруппу экономических показателей рационально внести: показатель удельных капиталовложений, показатель себестоимости энергии, показатели интегрального эффекта и интегральных затрат. Конечные результаты проведенного многокритериального анализа приведены в табл. 4.12.

Таблица 4.12 – Результаты многокритериального анализа варианта строительства когенерационной ТЭЦ

Веса (важность) критериев, %						Степень недоминируемости варианта
Энергетический уровень		Экологический уровень		Экономический уровень		
Всего	Накопленное значение	Всего	Накопленное значение	Всего	Накопленное значение	
0	0.00	50	12.5	50	12.5	0.69
25	6.3	37.5	9.38	37.5	9.38	0.79
50	13.0	25.0	6.25	25	6.25	0.83
75	19.0	12.5	3.13	12.5	13.3	0.92
100	25.0	0	0	0	0	0.96
50	13	0	0	50	12.5	0.78
37.5	9.4	25	6.25	32.5	9.38	0.79
25	6.3	50	12.5	25	6.25	0.78
12.5	3.1	75	18.8	12.5	3.13	0.75
0	0	100	25	0	0	0.74
50	13	50	12.5	0	0	0.84
37.5	9.4	37.5	9.38	25	6.35	0.82
25	6.3	25	6.25	50	12.5	0.76
12.5	3.1	12.5	3.13	75	18.8	0.67
0	0	0	0	100	25	0.45

Ранжирование варианта с разными весовыми коэффициентами принятых к учету параметров различных уровней по степени недоминируемости, иллюстрируется рис. 4.12-4.14.

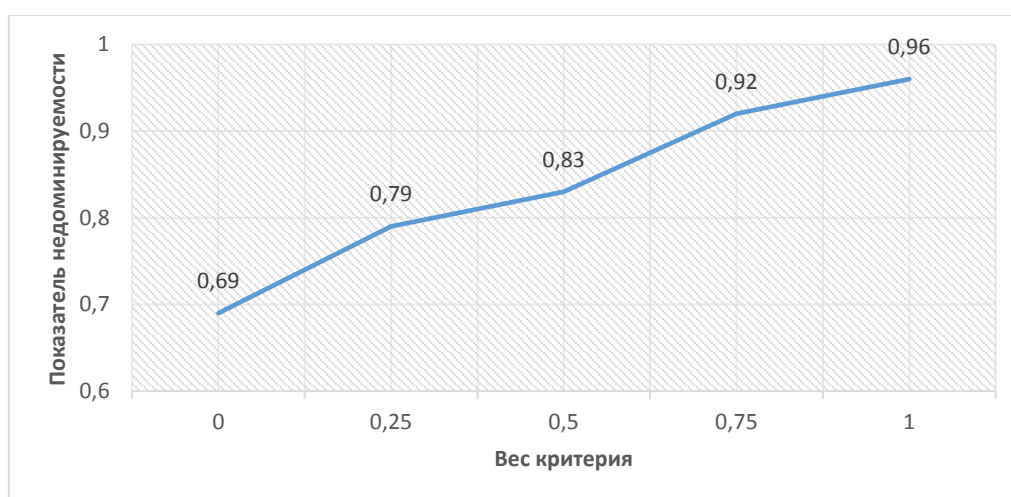


Рис. 4.12 – Динамика степени недоминируемости альтернативного варианта в зависимости от веса энергетического критерия

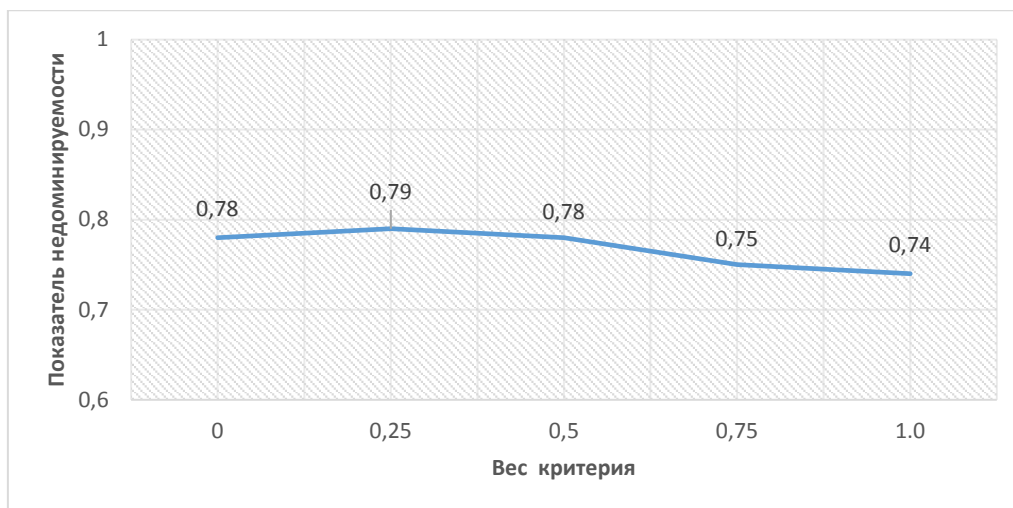


Рис. 4.13 – Динамика степени недоминируемости альтернативного варианта в зависимости от веса экологического критерия

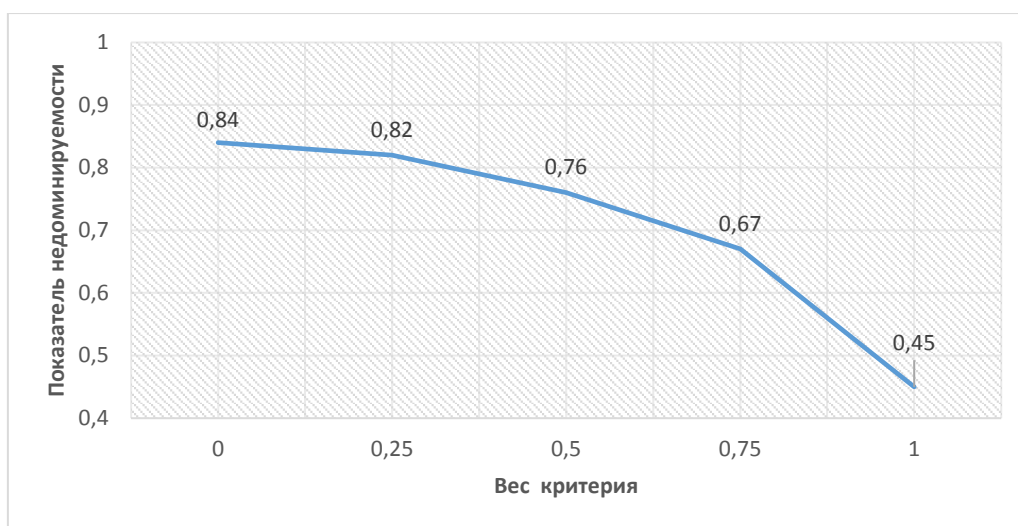
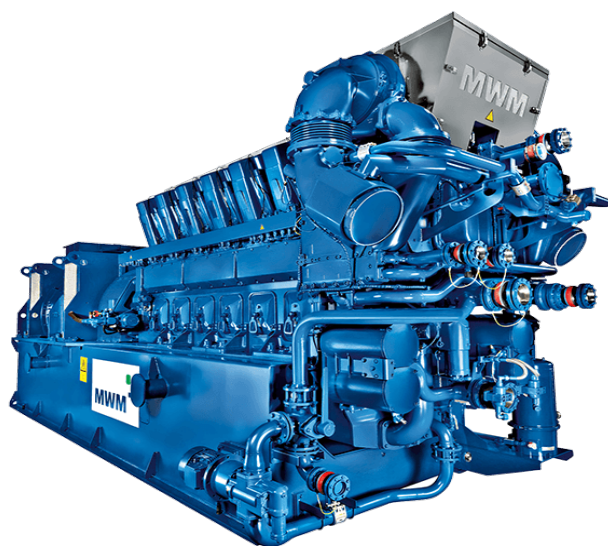


Рис. 4.14 – Динамика степени недоминируемости альтернативного варианта в зависимости от веса экономического критерия

Исходя из результатов проведенной многокритериальной оценки можно сделать основополагающий вывод, что преобладающее значение для повышения технико-экономической эффективности когенерационной ТЭЦ имеют факторы, связанные с уровнем тепловых нагрузок и степенью их концентрации на обслуживаемой территории, графиками формирования электрических и тепловых нагрузок когенерационной ТЭЦ.

Безусловно, все эти факторы необходимо в первую очередь учитывать при ее проектировании и строительстве [54]. Учитывая технологическую специфику производства угольной продукции, конкурентоспособность когенерационной ТЭЦ может изменяться в зависимости сезонных условий. Исходя из условия обеспечения конкурентоспособности, одна часть когенерационных установок должна вырабатывать электроэнергию,

ГАЗОПОРШНЕВАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ TSG 2032 V12



- Модель **TCG 2032 v12**
- Производитель **MWM**
- Мощность кВт **3333**
- Напряжение кВ **6,3;10,5**
- КПД электрический % **44,1**
- Расход топлива, нм3/ч **833**

$$\text{NO}_y \leq 500 \text{ мкг/лм}^{3,2)}$$

Отвод сухих выхлопов

Тип двигателя		TCG 2032 V12	TCG 2032 V16
Электрическая мощность ³⁾	кВт	3333	4300
Среднее эффективное давление	Бар	20,0	19,4
Тепловая мощность ⁴⁾	кВт	3206	4164
Электрический КПД ³⁾	%	44,1	44,1
Тепловой КПД ³⁾	%	42,4	42,7
Общий КПД ³⁾	%	86,5	86,8

164

Таблица 4.13 – Основные технико-экономические показатели когенерационной ТЭЦ на базе использования газопоршневой установки MWM TGG 2032 V12 в условиях Апсатского каменноугольного месторождения

№№ п/п	Наименование показателя с размерностью	Количественное значение
1	2	3
1	Значение установленной электрической мощности (19 установок MWM TGG 2032 V12), МВт	58
2	Число часов работы в году, час	8080
3	Годовая выработка и отпуск тепловой энергии, тыс.Гкал	378.5
4	Годовая выработка и отпуск электрической энергии, млн кВт ч	484.5
5	Годовой расход условного топлива, тыс т.у.т.	173.5
6	Годовой расход натурального топлива (шахтный газ), млн м ³	150.0
7	Значение удельного расхода условного топлива на производство и отпуск тепловой энергии, кг у.т/Гкал	158
8	Значение удельного расхода условного топлива на производство и отпуск электрической энергии, кг у.т/кВт ч	238
9	Значение коэффициента использования топлива, %	66
10	Стоимость строительства без учета НДС, млн руб	1175.5
11	Значение удельных капиталовложений на 1кВт установленной мощности без учета НДС, долл/кВт	605
12	Значение производственных эксплуатационных издержек (амортизация, ГСМ, заработная плата обслуживающего персонала), млн руб	270.5
13	Значение себестоимости единицы производимой продукции: - тепловая продукция, руб/Гкал - электрическая энергия, коп/кВт ч	435.5 65.0
14	Значение усредненного тарифа на отпускаемую электроэнергию, коп/кВт ч	150.0
15	Стоимость топлива, руб/т.у.т	-
16	Значение выручки от реализации электроэнергии от собственного энергоисточника, млн руб	560.0
17	Экономия топлива за счет тепла уходящих газов, млн руб	56.0
18	Значение чистой прибыли, млн руб (616* 0.76)	498.0
19	Значение срока окупаемости капитальных вложений (без дисконтирования), лет	4.5

Данные анализа зависимости дисконтированной прибыли от нормы дисконта, говорят о том, что представленный инвестиционный проект с финансовой точки зрения обладает достаточной надежностью (при норме дисконта в 30% проект все равно прибылен). Это объясняется наличием того факта, что проектные решения когенерационной ТЭЦ по эксплуатационным издержкам (себестоимости выпускаемой продукции) явно выигрывают по сравнению с системой, основанной на централизованном энергоснабжении. Это подтверждается следующими цифрами: - достигнутый проектный уровень эксплуатационных затрат на производство энергии когенерационной ТЭЦ составил: - электрическая энергия – 0,66 руб./(кВт·ч), а тепловой 435,6 руб./Гкал.

Существующая региональная система централизованного энергоснабжения обеспечивает следующие значения: - 0,96 руб./(кВт·ч) и 701 руб./Гкал. Непродолжительные сроки окупаемости капитальных вложений связаны, в первую очередь, со сравнительно невысокими капитальными вложениями (605 долл/кВт). Показатели для достижения нормы безубыточности проекта составляют по электрической энергии 450 и 550 тыс. кВт·ч, по тепловой энергии этот показатель составил 150 Гкал и 250 Гкал при нормах дисконта 10% и 20% соответственно.

Проведенный анализ целесообразности строительства когенерационной ТЭЦ на базе газопоршневых установок МWM в условиях Апсатского каменноугольного месторождения позволяет сделать вывод о приемлемой экономической эффективности и высокой эффективности ее эксплуатации, что позволяет в целом решить проблемные составляющие обеспечения соответствующей надежности и бесперебойности энергоснабжения в условиях высоких ценовых и технологических рисков. В результате реализации этого проекта будут полностью покрываться энергетические нужды всех потребителей Апсатского ГОКа и формируется возможность поставлять избыточную электрическую и тепловую энергию и мощность для дополнительных потребителей Чаро-Удоканского территориально-промышленного комплекса. Все это подтверждается представленными в табл. 4.17 результатами расчетов экономической эффективности сооружения когенерационной ТЭЦ, так как она:

- обеспечивает сравнительно низкий уровень эксплуатационных издержек производства электроэнергии – 0,65 коп. /кВт·ч против системного тарифа в 116 коп. /кВт·ч;
- обеспечивает в необходимом количестве тепловой энергией жилищно-коммунальную инфраструктуру вахтового поселка угольного разреза и все энергетические установки для производства угольной продукции;
- формирует комплекс источников добавленной стоимости и экономии затрат за счет технологических и технических преимуществ когенерационных установок;
- формирует реальную возможность получения дополнительных источников дохода, связанных с внешней продажей энергоносителей.

Технологии когенерационных ТЭЦ позволяют экономить до 15–25% энергоресурсов, что в эквиваленте приводит к снижению эксплуатационных издержек на 10–15%. Расчеты показали, что величина экономии энергоресурсов от собственной когенерационной ТЭЦ Апсатского каменноугольного месторождения составит в прямом исчислении порядка 498.0 млн руб и дополнительно формируется экономия в 56.0 млн руб за счет утилизации тепла уходящих газов при сроке окупаемости капитальных вложений в 4,5 года (без учета дисконтирования).

Кроме этого, основным достоинством предлагаемой когенерационной ТЭЦ является возможность участия в покрытии пиковой части графика нагрузки, где электроэнергия является более дорогой и то, что она максимально приближена к основным потребителям энергии, что, в свою очередь, предопределяет наличие очень простой инфраструктуры. Такая инфраструктура когенерационной ТЭЦ позволяет эффективно работать как в основном сегменте электрических нагрузок, так и в полупиковом и пиковом сегментах, что приводит к существенному повышению уровня энергобезопасности и энергоэффективности в условиях Апсатского месторождения.

ВЫВОДЫ

1. Общая эффективность реализации технологий добычи метана и когенерационных технологий должна формироваться на базе соотношения себестоимости извлекаемого из угленосных толщ метана и получения конечной продукции (электричество, тепло, СПГ) и отпускной рыночной цены этих составляющих, - себестоимость при этом будет предопределяться дебитами газа, затратами на строительство добычных скважин и техническое обустройство промысла. В связи с этим особую роль приобретают методы выбора наиболее перспективных первоочередных объектов освоения, технологий строительства скважин и интенсификации газоотдачи угольных пластов и выбор технических средств обеспечения реализации когенерационных технологий.

2. Исходя из результатов проведенной многокритериальной оценки можно сделать основополагающий вывод, что преобладающее значение для повышения технико-экономической эффективности когенерационной ТЭЦ имеют факторы, связанные с уровнем тепловых нагрузок и степенью их концентрации на обслуживаемой территории, графиками формирования электрических и тепловых нагрузок когенерационной ТЭЦ. Все эти факторы необходимо в первую очередь учитывать при ее проектировании и строительстве. Исходя из условия обеспечения конкурентоспособности, одна часть когенерационных установок должна вырабатывать электроэнергию, ориентируясь исключительно на график тепловых нагрузок, другая часть должна генерировать только электроэнергию, как в режиме теплового потребления, так и учитывая график электрических нагрузок обслуживаемого региона. Выявлено, что экономически соответствовать такому совмещенному режиму с должным уровнем конкурентоспособности могут только газопоршневые когенерационные ПГУ.

3. Проведенный анализ целесообразности строительства когенерационной ТЭЦ на базе газопоршневых установок MWM в условиях Апсатского каменноугольного месторождения позволяет сделать вывод о приемлемой экономической эффективности и высокой эффективности ее эксплуатации, что позволяет в целом решить проблемные составляющие обеспечения соответствующей надежности и бесперебойности энергоснабжения в условиях высоких ценовых и технологических рисков

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертации, являющейся законченной научно-квалификационной работой, на основании выполненных автором исследований решена научно-техническая задача, заключающаяся в развитии методологии проектирования технологических систем предприятий угольной отрасли с использованием стирлинг-технологий и мобильных газопоршневых ТЭЦ в функциональной структуре углегазоэлектрического комплекса, имеющая важное значение для теории и практики устойчивого функционирования и создания должного уровня конкурентоспособности угольной отрасли.

Основные выводы, научные и практические результаты работы, полученные автором, заключаются в следующем:

1. В результате проведенного анализа тенденций и закономерностей использования стирлинг – и когенерационных технологий, технологий перевода работы грузового транспорта, обслуживающего угледобывающие предприятия на газодизельный режим работы в мире, трендов и перспектив развития установлено, что существуют реальные предпосылки повышения технико-экономической эффективности угледобывающих предприятий за счет проектирования и внедрения технологических систем с использованием технологий ожижения шахтного газа метана для заправки автомобильного транспорта и использованием его в качестве первичного источника энергии в мобильных газопоршневых когенерационных ТЭЦ для выработки электрической и тепловой энергии.

2. В ходе исследований установлено, что реализация данного направления осуществима в, первую очередь, на предприятиях, которые имеют на георесурсном балансе значительные промышленные запасы угля и шахтного газа метана, то есть классифицируются как газоугольные.

3. В ходе проведенных исследований установлен реальный порог применения СПГ в качестве топлива, который показывает реальное замещение до 50% дизельного топлива. Применение СПГ - систем на малотоннажной технике (SCANIA, VOLVO) на основе предварительных данных не является рентабельным. Основная причина – высокая стоимость ежегодного технического обслуживания. Для экономической эффективности проекта требуется снижение стоимости обслуживания с 220 000 рублей до 60 000 рублей. Применение СПГ – систем на крупнотоннажной технике (БелАЗ

130т) является рентабельным проектом со сроком окупаемости 3 года. Применение СПГ – систем на крупнотоннажной технике (БелАЗ 220т) является нерентабельным проектом при условии 50% замещения ввиду высокой стоимости переоборудования. Стоимость переоборудования 220 тонных БелАЗов составляет 16 млн руб., что в 5 раз превышает затраты на переоборудование 130 тонных БелАЗов. Достижение 70% замещения дизельного топлива позволит получить окупаемость на уровне 6 лет.

4. Рассматривая возможный вариант перевода всей крупно - и малотоннажной техники на газодизельный режим работы, показано, что наиболее логичным этапом является вопрос строительства завода по производству собственного СПГ, который исключит монопольные поставки и предполагает наличие шахтного газа метана, извлекаемого в процессе предварительной дегазации угольных пластов с помощью пробуренных скважин кустово-разветвленной направленности с целью обеспечения максимальной метаноотдачи.

5. На основе многокритериальной оптимизации выполнена интегральная оценка технических средств обеспечения когенерационных технологий. Результаты оценки говорят о том, что при работе с таким первоисточником энергии как шахтный газ-метан, лучший интегральный эффект присущ среднеоборотным газопоршневым установкам (частота вращения 1000 об/мин). Хотя у других типов энергоустановок есть более превалирующие показатели (например, тепловая экономичность), но ряд других, более важных с технической точки зрения оценочных критериев, к которым с полным основанием можно отнести: эксплуатационный ресурс (у газопоршневых установок типа MWM и VHP9500GSI он достигает 400000 часов) и сравнительно большие интервалы технического обслуживания и капитального ремонта, позволили сформировать большую величину синергического эффекта.

6. Установлено, что из ряда альтернативных по технологическим и техническим характеристикам газопоршневых модульных установок, которые имеют частоту вращения рабочего вала в 1000 об/мин, оптимальные значения интегральных показателей при их работе на шахтном газе-метане присущи энергоустановкам типа MWV концерна Caterpillar, Waukesha серий ATGL и VHP. Близкими к ним являются энергоустановки фирмы Cummins

серий 1750 и 1160. Выявлено, что их близость к лучшим образцам обусловлена возможностью работать в условиях переменных нагрузок и сравнительно невысокой стоимостью, -резко улучшается такая составляющая производства, как экологичность, что в соответствии с условиями Киотского протокола позволяет получать дополнительную экономическую выгоду.

7. Установлено, что технологии когенерационных ТЭЦ позволяют экономить до 15–25% энергоресурсов, что в эквиваленте приводит к снижению эксплуатационных издержек на 10–15%. Расчеты показали, что величина экономии энергоресурсов от собственной когенерационной ТЭЦ Апсатского каменноугольного месторождения составит в прямом исчислении порядка 498.0 млн руб и дополнительно формируется экономия в 56.0 млн руб за счет утилизации тепла уходящих газов при сроке окупаемости капитальных вложений в 4,5 года (без учета дисконтирования).

8. Разработанные методические положения проектирования горных производств с когенерационными технологиями и результаты практических и теоретических исследований автора использованы при управлении качеством проектов в сфере повышения уровня обоснованности принятия стратегических решений при планировании развития горных работ в АО «СУЭК». Проведенный анализ целесообразности строительства когенерационной ТЭЦ на базе газопоршневых установок MWM в условиях Апсатского каменноугольного месторождения позволяет сделать вывод о приемлемой экономической эффективности и высокой эффективности ее эксплуатации, что позволяет в целом решить проблемные составляющие обеспечения соответствующей надежности и бесперебойности энергоснабжения в условиях высоких ценовых и технологических рисков.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кошелец А. В. Экономический потенциал промышленного освоения ресурсов метана угольных пластов в современной России / А. В. Кошелец // Газовая промышленность. – 2012. – № 9. – С. 86–89.
2. Мастепанов А. М. Некоторые особенности оценки ресурсного потенциала нетрадиционных источников газа / А. М. Мастепанов, А. Д. Степанов, С. В. Горевалова // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2013. – № 4. – С. 43–48.2.
3. Перспективы освоения и ресурсная база метана угольных пластов России / А. М. Карасевич [и др.] // Газовая промышленность. – 2004. – № 8. – С. 30–35.
4. Пучков Л. А. Перспективы добычи метана в Печорском угольном бассейне / Л. А. Пучков, С. В. Сластунов, Б. И. Федунец. – М. : МГГУ, 2004. – 557 с.
5. Васильев А. Н. Организационные мероприятия по оптимизации процесса строительства скважин для добычи метана из угольных пластов / А. Н. Васильев, В. В. Шишляев, Р. В. Голубцов // Газовая промышленность (спецвыпуск). – 2012. – № 672. – С. 9–11.
6. Ramaswamy S. Selection of best drilling, completion and stimulation methods for coalbed methane reservoirs : A Thesis of Master science / Petroleum Engineering, Texas A & M University, December 2007.
7. Мастепанов А. М. Метан угольных пластов в газовом балансе КНР: состояние и перспективы / А. М. Мастепанов, В. В. Ковтун // Газовая промышленность (спецвыпуск). – 2012. – № 672. – С. 80–90.
8. Jie Mingxun, Hu Aimer Wang Zhuping. China United Coai bed Methane Corporation Ltd, – Analysis on current status and development trend of China's coalbed methane resources // Proceedings. The 8th International Conference on Northeast Asian Natural Gas and Pipeline: Multilateral Cooperation. Shanghai, China, 2004, 8–10 March. – P. 75–85.
9. Хуан Шэнчу. Современное состояние и перспективы развития извлечения и использования метана угольных пластов и метана угольных шахт в Китае / Хуан Шэнчу // Unconventional Gas China 2010. – Ордос (КНР, автономный район Внутренняя Монголия), 2010, 18–19 ноября.

10. Марков, Н. Грозит ли рынку «взрыв метана»? Проекты по добыче газа угольных пластов получают всё большее распространение в различных странах мира / Н. Марков // Нефть России. – 2011. – № 10. – С. 88–93.

11. Основные направления стратегии развития ОАО «Газпром» промышленной добычи метана из угольных пластов / А. М. Карасевич [и др.] // Газовая промышленность (спецвыпуск). – 2012. – № 672. – С. 12–17.

12. Газоугольные бассейны России и мира / М. В. Голицин [и др.]. – М., 2002. 13. О перспективах развития российского рынка ГМТ. docplayer.ru»...О-perspektivah-razvitiya...gmt.html

14. gazprom.ru»about/production/ngv-fuel/

15. Рюмин Е.В., Гарифуллин А.А. Двигатели Стирлинга как автономные источники энергоснабжения в нефтяной и газовой промышленности / the stirling's engines as an autonomous power supply sources in the oil and gas industry.

Источник: Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. 2018 :226-229.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=3283101115>.

16. CNG Europe. cngeurope.com

17. Способы сжижения природного газа. neftegaz.ru»tech-library...toplivo...spg...szhizheniya/

18. Способ сжижения природного газа (варианты). findpatent.ru»patent/238/2382962.html

19. Рачевский Б.С. Сжиженные углеводородные газы. Издательство «Нефть и Газ». М.: 2009, 150с.

20. Федорова. Е.Б. Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного природного газа. М.: РГУ нефти и газа им. Губкина. 2011.159с.

21. ООО Сибирь Энерго. Официальный сайт. sibir-energo.ru

22. ООО Газпром газомоторное топливо. Официальный сайт. Цены КПП, Кемеровская область. gazpromlpg.ru»index.php?id=351

23. Мишина Е.А., Яворовский Ю.В., Куличихин В.В. Анализ характеристик газопоршневых установок, представленных на российском рынке.

Источник: Надежность и безопасность энергетики. 2012 (17):55-58.

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=17795626>

24. Крупин Д.Ф., Суворов Д.М. Сравнительная оценка микрогазотурбинных и газопоршневых установок при работе в составе локальных систем энергоснабжения.

Источник: Энерго- и ресурсосбережение в теплоэнергетике и социальной сфере: материалы Международной научно-технической конференции студентов, аспирантов, ученых. 2013 1(1):186-189.

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=21094225>

25. Байрамгулова Л.З., Ахметов, Э.А. Сравнение газопоршневых установок различных мощностей и производителей.

Источник: Научному прогрессу – творчество молодых. 2017 (2-4):108-110

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=30675522>

26. Прутчиков И.О., Камлюк В.В., Маккавеев А.В. Расчет параметров автономного теплоэлектрогенератора на базе термоэлектрических модулей при работе в составе системы гарантированного энергоснабжения.

Источник: Морской вестник. 2014 (4):51-54.

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=22629899>

27. Султанов Р. Ф., Сеньюшкин Н. С. Влияние основных параметров цикла на показатели эффективности перспективных газотурбинных установок / cycle main parameter effect on promising gtp performance indicators.

Источник: Вестник Иркутского государственного технического университета. 2014 (8):41-44.

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=22513212>

28. Першин С.А. Оптимизация параметров когенерационной установки / The optimization of cogeneration plant's parameters.

Источник: Новый университет. Серия: Технические науки. 2014 (5-6):82-95.

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=21961972>

29. Курочкин Д. С., Михеев Д. В. Методический подход к выбору газопоршневых энергоустановок по критерию минимальной совокупной стоимости владения для различных условий эксплуатации / methodical approach to selecting of gas engine power units by minimum total cost of ownership criterion for different operating conditions.

Источник: Вестник Южно-Российского государственного технического университета (Новочеркасского политехнического института). Серия: Социально-экономические науки. 2014 (4):4-10.

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=22011449>

30.Щинников П. А., Томилов В. Г., Синельников Д. С. Методика оценки технико-экономической эффективности когенерационных установок на базе ДВС с воздушным охлаждением

Источник: Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. 2015 (2):134-142.

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=24157349>

31.Малая Э.М., Николаева Е.И. Создание оптимальных проектных решений при использовании комбинированной генерации различных видов энергии.

Источник: Техническое регулирование в транспортном строительстве. 2019 (4):222-226.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=38196094>

32. Дикарев П.В., Макаров А.М. Расчет эффективности когенерационной электромеханической системы с адаптивной системой управления.

Источник: Энерго- и ресурсосбережение: промышленность и транспорт. 2019 (2):31-36.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=38018461>

33. Длугосельский В.И., Зубков В.Я. Надстройка водогрейных котельных газотурбинными установками // Теплоэнергетика. — 1999. — № 1. — С. 47–50.

34. Сеннова Е.В., Федяев А.В., Федяева О.Н. Эффективность развития малых ТЭЦ на базе газотурбинных и дизельных установок при газификации регионов // Теплоэнергетика. — 2000. — № 12. — С. 35–39.

35. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

36. Бродач М.М., Шилкин Н.В. Использование топливных элементов для энергоснабжения зданий. Ч. 1. // АВОК. — 2004. -№2.

37. Когенерация в мире / Сайт <http://www.cogeneration.ru>

38. Грицына В.П. Малые ТЭЦ. Газовые турбины или газовые двигатели // Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы». – 2004. – № 7.
39. Вершинский. В.П. Какой привод выбрать / Сайт: www.turbine-diesel.ru
40. Сафонов Л.П., Кругликов П.А., Смолкин Ю.В. Установка паровых турбин при реконструкции котельных // Теплоэнергетика. – 1996. – № 1. – С. 23–26.
41. Коровин Н.В. Топливные элементы и электрохимические энергоустановки. – М.: Изд-во МЭИ, 2005.
42. Развитие американского рынка метана угольных шахт. К. Х. Шульц и К. К. Толкингтон, Агентство по охране окружающей среды в США. Исходный URL: Evolution of US Markets for Coal Mine Methane.
43. Освоение ресурсов метана угольных пластов. [promgaz.gazprom.ru>about/working/ug-metan/](http://promgaz.gazprom.ru/about/working/ug-metan/).
44. Кинетика десорбции метана из угля. [Science.kuzstu.ru>wp-content/docs/OAD/...](http://Science.kuzstu.ru/wp-content/docs/OAD/)
45. Денисов В.И. Эффективность функционирования и развития электроэнергетики в условиях рыночной экономики / В.И. Денисов, Ю.Б. Ферапонтова // Электрические станции. 1991. № 12. С. 60-64.
46. Домников А.Ю. Методология оценки эффективности технического перевооружения электрических станций / А.Ю. Домников. Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2005. 152 с.
47. Падалко Л.П. Экономика и управление в энергетике / Л.П. Падалко. М.: Высшая школа, 1987. 256 с.
48. Бромвич М. Анализ экономической эффективности капиталовложений: пер. с англ. / М. Бромвич. М.: ИНФРА-М, 1996. 432 с.
49. Медведев А.Г. Экономическое обоснование предпринимательского проекта / А.Г. Медведев // Международная экономика и международные отношения. 1992. № 6. С. 34-39.
50. Методические положения оценки эффективности использования инвестиционных ресурсов при техническом перевооружении КЭС / под ред. Л.И. Мардера. Екатеринбург: ИТФ УрО РАН, 1994. 78 с.

51. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: [Вторая редакция] / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. политике; рук. авт. кол.: В.В. Косов, В.Н. Лифшиц, А.Г. Шахназаров. М.: Экономика, 2000. 421 с.

52. Методическое пособие по формированию и реализации региональной инвестиционной политики и программы / Международный инвестиционный союз; Компания «Эрнст и Янг Внешконсалт групп»; АО «Системинвест»; Компания «Инкорус». М., 1996. 248 с.

53. Разработка методов технико-экономического анализа условий и эффективности технического перевооружения электростанций / под ред. Л.И. Мардера. Екатеринбург: ИТФ УрО РАН, 1993. 235 с.

54. Гительман Л.Д. Региональная энергетика / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников, А.С. Семериков. Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2005. 117 с.

55. Домников А.Ю. Оценка эффективности инвестиционных проектов в энергетике с учетом экономических рисков / А.Ю. Домников // Формы и методы государственного регулирования социально-экономического развития региона: тез. докл. региональной науч.-практ. конф. Екатеринбург: Ин-т экономики УрО РАН, 1999. Ч 2. С. 48-52.

56. Армашова - Тельник Г.С. Оценка потенциала технологий распределенной энергетики в качестве компенсации потребности в генерирующих мощностях до 2035 года.

Источник: Вестник Воронежского государственного университета инженерных технологий. 2020 (1):409-418.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=42818002>

57. Бойко Е.А., Страшников А.В. Когенерационная энергетическая установка на основе газификации твердого органического топлива для нужд малой распределённой энергетики

Источник: Промышленная энергетика. 2020 (2):34-43

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=42679131>

58. Полей А. К., Штым К. А. Актуальные вопросы надёжности работы ГТУ малой мощности на примере мини-ТЭЦ на о. Русский.

Источник: Энергетик. 2020 (3):16-19.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=42641920>

59. Борисов К. И., Попадюк Т. Г. Распределенная генерация. зарубежный опыт / distributed power generation. foreign experience.

Источник: Самоуправление. 2020 (1):72-75.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=42590481>

60. A. V. Shelgunov. Comparative analysis of stand-alone co-generation and tri-generation energy centres.

Источник: Силовое и энергетическое оборудование: Автономные системы, Vol 2, Iss 3, Pp 129-140 (2019).

Описание файла: electronic resource

Relation:<https://www.powerjournal.ru/jour/article/view/26;>

<https://doaj.org/toc/2618-8716>

Интернет-адрес:

<https://doaj.org/article/4fb045cdab544adfae48244224b53684>

61. O. E. Gnezdova, E. S. Chugunkova. Thermal/electric energy generation and CO₂ production for greenhouse facilities.

Источник: Силовое и энергетическое оборудование: Автономные системы, Vol 2, Iss 3, Pp 141-151 (2019).

Описание файла: electronic resource

Relation:<https://www.powerjournal.ru/jour/article/view/27;>

<https://doaj.org/toc/2618-8716>

Интернет-адрес:

<https://doaj.org/article/6bb1b438db8d4e55b5accb37fad0bcab>

62. Щеклеин С. Е., Дубинин А. М. Сравнительный анализ удельных показателей когенерационной газотурбинной установки, работающей на продуктах окисления алюминия и бора / Comparative Analysis of Specific Indicators of Cogeneration Gas Turbine Unit Working on Aluminum and Boron Oxidation Products.

Источник: Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. 2019 (28-33):73-85.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=41868950>

63. Горн, Е.В., Куркутов С.А., Ковтун А.А., Карасев Г.А. Технологические схемы извлечения, утилизации и рационального использования метана на основе когенерационных технологий / Technological schemes of methane extraction, utilization and rational use based on cogeneration technologies

Источник: Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2019 (S38):16-22

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=41800440>

64. Снигирев В.В., Ковтун А.А., Кретов, В.А. Технологические схемы повышения качества метановоздушной смеси при использовании когенерационных технологий / Technological schemes for improving the quality of methane-air mixture using cogeneration technologies

Источник: Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2019 (S38):52-57

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=41800446>

65. Горн Е.В., Снигирев В.В., Ковтун А.А., Карасев, Г.А. Технико-экономическое обоснование когенерационных технологий утилизации метана / Feasibility study of cogeneration technologies for methane utilization.

Источник: Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2019 (S38):58-62.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=41800447>

66. Карасев Г.А. Когенерация нетрадиционных (альтернативных) тепловых ресурсов горного производства / Cogeneration of unconventional (alternative) thermal resources of mining production.

Источник: Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2019 (S38):23-28.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=41800441>

67. Куркутов С.А., Снигирев В.В., Ковтун А.А., Карасев, Г.А. Направления использования когенерационных технологий при утилизации шахтного метана / Directions of use of cogeneration technologies at utilization of mine methane.

Источник: Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2019 (S38):9-15.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=41800439>

68. Гурков, А.А., Разумняк, Н.Л., Горн, Е.В., Якунчиков, Е.Н. Технологические схемы извлечения, утилизации и рационального использования метана на основе когенерационных технологий / Technological schemes of methane extraction, utilization and rational use based on cogeneration technologies.

Источник: Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2019 (S47):51-59.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=41763943>

69. Гнездова О.Е., Чугункова, Е.С. Энергообеспечение тепличных хозяйств с генерацией электрической и тепловой энергии и выработкой CO₂. / Thermal/electric energy generation and CO₂ production for greenhouse facilities.

Источник: Силовое и энергетическое оборудование. Автономные системы. 2019 (3):141-151.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=41341378>

70. Галеев Т.Х., Садртдинов А.Р., Сафин Р.Г. Когенерационная энергетическая установка по переработке растительной биомассы и тбо на основе плазменного источника тепла / cogeneration power plant for the processing of biomass and municipal solid waste based on plasma heat source.

Источник: Деревообрабатывающая промышленность. 2019 (2):71-79.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=39138306>

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=38196094>

71. Прутчиков И. О., Михайлов В. И., Камлюк В. В. Модули энергетической безопасности автономных объектов на базе комбинированных энергоустановок / Uninterrupted power supply modules for stand-alone energy consumers based on hybrid power plants.

Источник: Двигателестроение. 2019 (1):28-32.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=37623368>

72. Гуляева А.В. Сравнительный анализ когенерационных установок / Comparative analysis of cogeneration plants.

Источник: Современные технологии в строительстве. Теория и практика. 2018 :383-387.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=36460790>

73. Малая Э.М. Возможности и максимальное использование когенерации / opportunities and maximum use of cogeneration.

Источник: Ресурсоэнергоэффективные технологии в строительном комплексе региона. 2018 (9):325-328.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=35147117>

74. Орлов, М.В., Халтурина Е.Н. Когенерация как настоящее и будущее теплоэнергетики.

Источник: Студенческая наука и XXI век. 2018 (2-1):276-278.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=38216340>

75. Лазуренко А. П., Жарков В. Я., Жарков А. В. Разработка частных когенерационных энергоустановок с гибридными фотоэлектрическими модулями цилиндрической формы и проблема их интеграции в локальную электросеть / development of private cogenerative power installations with hybrid photoelectric cylindeshape modules and problem integration of the local power network.

Источник: Университетская наука. 2018 (2):140-151.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=36907418>

76. Мехтиев А. Д., Югай В. В. Исследование двигателей с внешним подводом теплоты работающего в замкнутом термодинамическом цикле Стирлинга.

Источник: Актуальные проблемы современности. 2018 (3):166-169.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=36412524>

77. Дикарев П.В., Макаров А.М., Волков И.В., Яковлев, А.А. Разработка и исследование автоматизированной мобильной когенерационной установки / development and research of automated mobile cogeneration device.

Источник: Известия Волгоградского государственного технического университета. 2018 (7):78-81.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=35234380>

78. Марченко О.В., Соломин С.В. Комплексное использование возобновляемых источников энергии разных типов для совместного производства электричества и тепла / Integrated use of renewable energy sources of different types for combined heat and electricity production.

Источник: Промышленная энергетика. 2018 (5):52-57.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=35089042>

79. Налбандян Г.Г., Жолнерчи С.С. Ключевые факторы эффективного применения технологий распределенной генерации в промышленности / technologies for distributed generation: key performance factors for industrial application.

Источник: Стратегические решения и риск-менеджмент. 2018 (1):80-87.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=34995971>

80. Ануфриенко О.С., Задорожный В.Д. К вопросу проектирования и внедрения когенерационных установок на предприятиях Восточного Оренбуржья / to the question of the design and implementation of cogeneration plants in the eastern orenburg region.

Источник: Научно-технический вестник Поволжья. 2018 (4):25-29.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=32838915>

81. Ефимов Н. Н., Скубиенко С. В. и др. Перспективы применения паровых микротурбин в распределенной энергетике / outlooks for the application of steam microturbines in distributed power engineering.

Источник: Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Серия: Технические науки. 2018 (1):37-44.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=32613111>

82. Milan R. Radosavljević. Application of small and micro cogeneration units / Применение малых и микро-когенерационных установок / Primena malih i mikrokogeneracionih postrojenja.

Источник: Vojnotehnički Glasnik, Vol 66, Iss 2, Pp 431-445 (2018)

Relation: <http://scindeks-clanci.ceon.rs/data/pdf/0042-8469/2018/0042-84691802431R.pdf>; <https://doaj.org/toc/0042-8469>; <https://doaj.org/toc/2217-4753>

Интернет-адрес:

<https://doaj.org/article/dc2c3f27e47643b08da1550e792ee905>

83. Буланин В. А. Выбор типа газопоршневых установок для тепло- и газоснабжения в России / choosing the type of gas piston installations for heat and gas supply in Russia.

Источник: Вестник Белгородского государственного технологического университета им. В.Г. Шухова. 2020 (3):46-59.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=42650139>

84. Абрамович Б. Н., Сычев Ю. А., Моренов В. А. Гибридный тригенерационный электротехнический комплекс для энергетической безопасности технологических процессов нефтедобычи / hybrid three-generation electrotechnical complex for energy safety of technological processes of oil production

Источник: Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2017 (S5-2):303-309.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=35099674>

85. Кожиченков В.С. Новые тенденции в тригенерационных технологиях / New tendencies in trigeneration technologies

Источник: Главный энергетик. 2017 (8):51-58

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=30764821>

86. Овчинников Н. А., Григорьев Б. А. Когенерационная установка на основе органического цикла ренкина с гексаметилдисилоксаном в качестве рабочего тела / cogeneration plant based on organic rankine cycle with hexamethyldisiloxane as working fluid.

Источник: Оборонный комплекс - научно-техническому прогрессу России. 2017 (3):71-78.

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=29823014>

87. Морев В.Г. Оценка зон экономической эффективности тригенерации с помощью графического и аналитического методов определения основных параметров / Identification of the zones of economic efficiency of trigeneration using graphic and analytical methods for determination of the main parameters.

Источник: Промышленная энергетика. 2017 (6):2-10.

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=29764016>

88. Жуков В. В., Михеев Д. В., Третьяков П. М. Оценка интегральной конкурентоспособности автономных систем энергоснабжения малой мощности по техническим, сервисным и экономическим показателям / Evaluating the Integral Competitiveness of Small-Capacity Autonomous Power Supply Systems in Terms of Technical, Service and Economic Indicators.

Источник: Вестник Московского энергетического института. 2017 (3):20-27.

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=29274170>

89. Хусаинов Э. И., Балыклов Е. С. Технология когенерации / cogeneration technology.

Источник: Академия педагогических идей Новация. Серия: Студенческий научный вестник. 2017 (3):53-57.

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=28937913>

90. Нурмухаматов Т.Ф. Эффективность и экологичность когенерационных установок.

Источник: Первый шаг в науку. 2016 (11):50-56

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=28121164>

91. Соколов В. Ю., Наумов, С.А., Садчиков А. В. Особенности когенерационной выработки энергии газопоршневыми электростанциями / features cogeneration power generation through natural gas-fired power plant.

Источник: Сельский механизатор. 2016 (11):30-33.

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=27511096>

92. Сафонов, А.И., Липихин Е.Г., Шевелев Д.В. Обзор состояния рынка когенерационных установок малой мощности.

Источник: Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук. 2016 (11-1):94-99.

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=27238340>

93. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Моренов, В.А. Комбинированная энергетическая установка для энергоснабжения горных предприятий / Combined Energy Application for Mining Enterprises Power Supply.

Источник: Горное оборудование и электромеханика. 2016 (4):36-41.

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=26155824>

94. Ромодин А.В., Кухарчук А.В., Лейзгольд К.А. Когенерационная установка на базе топливных элементов от компании ws reformer gmbh / cogeneration plants based on fuel cells from ws reformer gmbh company.

Источник: Энергетика. Инновационные направления в энергетике. CALS-технологии в энергетике. 2014 (1):9-18.

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=23662705>

Источник: Современная наука и практика. 2015 (4):81-84.

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=25023792>

95. Лачков Г. Г., Федяев А. В. И др. Совершенствование энергоснабжения региона путем использования распределенной когенерации / regional energy supply improvement through the use of distributed cogeneration.

Источник: Вестник Иркутского государственного технического университета. 2015 (11):165-171.

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=24986363>

96. Серков С.А., Грибин В.Г., Румянцев М.Ю., Сигачев С.И., Грузков С.А. Технология распределенной когенерации на основе паротурбинных мультитопливных энергетических установок малой мощности.

Источник: Технология машиностроения. 2015 (6):64-67

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=24396635>

97. Коваленко Е. В., Тягунов М. Г. Гибридные энергетические комплексы с когенерацией в изолированных энергетических системах / hybrid cogeneration power complexes in insulated energetic systems.

Источник: Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. 2015 (10-11):167-177.

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=23884200>

98. Олейниченко В. Г. Технологические схемы газоиспользующих установок / technological scheme of gas-powered plants.

Источник: Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. 2014 (23):53-59.

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=22794173>

99. Пятничко А. И., Боксерман Ю. А., Сухоруков В. И.

Технические решения и программные средства для создания эффективных технологий утилизации угольного метана/technical decisions and software for creations of effective technologies of coal-bed methane utilization.

Источник: Industrial Gases; № 3 (2006): ; 48-55.

Технические газы; № 3 (2006): Технические газы; 48-55.

Технічні газы; № 3 (2006): ; 48-55.

100. Сухин Е. И., Пятничко А. И., Крушневич Т. К., Лавренченко Г. К., Копытин А. В. Разработка технологических комплексов для производства моторных газовых топлив из генераторного газа/development of a technological complexes for manufacture motor gas fuels from generating gas.

Источник: Industrial Gases; № 2 (2008): ; 22-30.

Технические газы; № 2 (2008): Технические газы; 22-30.

Технічні газы; № 2 (2008): ; 22-30.

101. Ли, Вэй / Li, Wei¹, Лю, Цзюньчжу / Liu, Junzhu², Жэнь, Вэй / Ren, Wei³, Ду, Янь / Du, Yan⁴, Чжан, Диннань / Zhang, Dingnan⁵. Тенденции развития использования природного газа в качестве моторного топлива на примере истории развития транспортных средств на природном газе в Китае / Natural gas use as a motor fuel development tendencies exemplified by the development history of vehicles operating on natural gas in China.

Источник: Газовая промышленность. 2019 (5):48-56.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=41360815>

102. Иванова К. С. Газификация регионов и развитие использования газомоторного топлива как ключевые драйверы роста российского газового рынка / gasification of russian regions and development of the use ngv fuel as key drivers of russian internal gas market growth.

Источник: Микроэкономика. 2019 (3):30-36.

Интернет-адрес:

<https://elibrary.ru/item.asp?id=39141485>КОМПРИМИРОВАННЫЙ

103. Hernán Jair Andrade-Castañeda, Cristhian Camilo Arteaga-Céspedes, Milena Andrea Segura-Madriga.l Emission of greenhouse gases from the use of fossil fuels in Ibagué, Tolima (Colombia).

Источник: Ciencia y Tecnología Agropecuaria, Vol 18, Iss 1, Pp 103-112 (2017)

Relation:

<http://revista.corpoica.org.co/index.php/revista/article/view/561/438>;

<https://doaj.org/toc/0122-8706>

Интернет-адрес:

<https://doaj.org/article/0a9f8e5d4e034e568ae4715d9650de65>

104. Усошин В. А., Ковалев А. Н. Старые ошибки, сегодняшние проблемы, новые тенденции в сфере использования газомоторного топлива (аналитическое обозрение) / Old mistakes, today's challenges, new trends in the field of NGV fuel use (Analytical review).

Источник: Транспорт на альтернативном топливе. 2017 (1):43-51.

105. Kuczyński, Szymon, Liszka, Krystian, Łaciak, Mariusz, Olijnyk, Andrzej, Szurlej, Adam Experimental Investigations and Operational Performance Analysis on Compressed Natural Gas Home Refueling System (CNG-HRS).

Источник: Energies.

106. Бо Цао, Рачевский Б. С. Использование газомоторного топлива на автотранспорте в Китае / Gas-vehicle fuel usage in China.

Источник: Транспорт на альтернативном топливе. 2014 (6):57-61.

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=22516002>

107. Колодяжный Д.А. Развитие рынка КППГ в регионах присутствия ЗАО «Газпромнефть - Альтернативное топливо» / CNG Market development in presence regions Close Joint Stock Company «Gazpromneft - Alternativnoe toplivo».

Источник: Транспорт на альтернативном топливе. 2015 (4):18-19.

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=23766447>

108. S. Coggan, Jay, Keller, Daniel, Calì, Corrado, Lehväslaiho, Heikki, Markram, Henry, Schürmann, Felix, J. Magistretti, Pierre.

Norepinephrine stimulates glycogenolysis in astrocytes to fuel neurons with lactate. Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=15551025>

109. Дмитриев А. А., Синельников А. А. Использование природного газа в качестве альтернативного вида топлива на автотранспорте: анализ ключевых факторов развития / The use of natural gas as an alternative fuel of motor transport: an analysis of key development factors.

Источник: Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2018 (4):38-52.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=32748616>

110. Зубец А.Ж. Международный опыт стимулирования перевода элементов транспортной инфраструктуры на газовое топливо / the converting transport infrastructure elements to spg:international experience of stimulating.

Источник: Транспортное дело России. 2018 (3):57-59.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=35136123>

111. Макарова И., Хабибуллин Р., Валиев И. Применение форсайт-технологий при разработке стратегии развития рынка автомобильной техники на альтернативных видах топлива.

Источник: Современные проблемы науки и образования, 4 87, Россия, Пенза.

Интернет-адрес: <http://cyberleninka.ru/article/n/primenenie-forsayt-tehnologiy-pri-razrabotke-strategii-raz-vitiya-rynka-avtomobilnoy-tehniki-na-alternativnyh-vidah-topliva>

112. Дрючин Д.А., Тищенко А.С. Оценка влияния технологических параметров и эксплуатационных факторов на эффективность применения компримированного природного газа на автомобильном транспорте / evaluation of the influence of technological parameters and operating factors on the effectiveness of compressed natural gas application on road transport.

Источник: Интеллект. Инновации. Инвестиции. 2017 (11):16-19.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=32269787>

113. Кондратенко С.Е. Газомоторное топливо: подходы к формированию рынка на примере Германии и Аргентины / Natural gas vehicle fuel: approaches to create a market as exemplified by Germany and Argentina.

Источник: Газовая промышленность. 2017 (1):46-55.

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=28341418>

114. Литвиненко В.В., Погостинская Н.Н. Предпосылки развития внутреннего рынка сжиженного природного газа (СПГ) в качестве газомоторного топлива в Российской Федерации / Key factors of Russian lng vehicle market development.

Источник: Ученые записки Международного банковского института. 2016 (16):148-158.

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=26565184>

115. Черепанов А. П., Мовчан Е. П. О выборе оборудования для строительства АГНКС.

Источник: Технические газы; № 4 (2008): Технические газы; 63-68.

Industrial Gases; № 4 (2008): ; 63-68

Технічні газы; № 4 (2008): ; 63-68

116. Линниченко, П. С. Оценка экономического эффекта от перевода автомобильного транспорта предприятия на компримированный природный газ.

Источник: Вестник Самарского государственного экономического университета. 2014 (11):72-76.

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=23019091>

117. Варламов Н.В., Лаврентьев А.Е., Макаров В.Г., Гущин В.П. Развитие использования СПГ и проектирование объектов его малотоннажного производства / LNG market development and small-scale liquefaction designs.

Источник: Газовая промышленность. 2014 (10):34-38.

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=23022112>

118. Вельниковский А.А. Концепция инфраструктуры газомоторного парка автомобильного транспорта. Пути развития / The concept of the gas engine park infrastructure of the motor transport. Ways of development.

Источник: Вестник гражданских инженеров. 2014 (6):183-187.

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=22823403>

119. Кудрявцев А.А. СПГ- топливо для карьерной техники / SPG-fuel for trucks.

Источник: Автогазозаправочный комплекс + Альтернативное топливо. 2014 (2):15-21.

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=21313741>

120. Макарова И.В., Хабибуллин Р.Г., Валиев И.И., Погодкина А.И. Разработка стратегии расширения рынка автомобилей на газомоторном топливе.

Источник: Сборник научных трудов Sworld. 2013 2(3):30-35.

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=20409170>

121. Тарасов П.И., Хазин М.Л., Фурзиков В.В. Применение природного газа в качестве моторного топлива техники горнодобывающих предприятий / Natural gas application as a motor fuel for machinery and equipment in the mining industry

Источник: Горная промышленность. 2017 (1):66-66.

Интернет-адрес: <http://elibrary.ru/item.asp?id=28794359>

122. Кирсанов А.В., Коровицын А.П., Руденко Н.С., Шевцов А.Г. Использование метана угольных пластов в качестве газомоторного топлива в ООО "Газпром добыча Кузнецк"

Источник: Газовая промышленность. 2018 (S1):44-46

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=35574490>

123. Першин Н. В. Анализ работы системы транспортировки сжиженного природного газа / Analysis of the operation of the liquid natural gas transport system.

Источник: Морские интеллектуальные технологии. 2020 (1-1):125-130.

Интернет-адрес: <https://elibrary.ru/item.asp?id=42578170>