

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



*На правах рукописи*

**ЯКУНЧИКОВ Евгений Николаевич**

**РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКИХ ОСНОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ  
МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ШАХТОСИСТЕМ (ГОРНЫХ  
ПРОИЗВОДСТВ – КЛАСТЕРОВ)**

Специальность 25.00.21 – «Теоретические основы проектирования  
горнотехнических систем»

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

**Научный руководитель:**  
**доктор технических наук, профессор Агафонов Валерий Владимирович**

Москва 2019

## Оглавление

<b>Введение</b> .....	4
<b>ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ И ТЕНДЕНЦИЙ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПОДЗЕМНОЙ УГЛЕДОБЫЧИ</b> .....	11
1.1. Анализ основных ретроспективных показателей, характеризующих эффективность работы угольной отрасли России (производственно-технологическое состояние шахтного фонда России) .....	11
1.2. Ключевые внутриотраслевые проблемы угольной промышленности ..	20
1.3. Концептуальные аспекты трансформации, развития и обновления технологических систем шахт (модификации и трансформации парадигмы отработки запасов угольных месторождений подземным способом) и анализ долгосрочных стратегических приоритетов и программных мероприятий развития угольной промышленности России .....	22
<b>ВЫВОДЫ</b> .....	28
<b>ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА КОНЦЕПЦИИ И ОРГАНИЗАЦИОННО-МЕТОДИЧЕСКИХ ПРИНЦИПОВ СОЗДАНИЯ ВЫСОКОРЕНТАБЕЛЬНЫХ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ШАХТОСИСТЕМ</b> .....	30
2.1. Аналитическая оценка теоретических исследований и общеметодологических подходов к синтезу и оптимизации функциональных структур кластерных систем угольных шахт .....	30
2.2. Вертикально-интегрированная модель угледобычи .....	43
2.3. Кластерный подход – как новая форма развития угледобывающих предприятий .....	47
<b>ВЫВОДЫ</b> .....	57
<b>ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА ПРОЦЕДУРЫ ФОРМИРОВАНИЯ БАЗОВЫХ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ШАХТОСИСТЕМ (АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ СТРУКТУРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ УГОЛЬНЫХ ШАХТ)</b> .....	59
3.1. Технологические схемы извлечения, утилизации и рационального использования метана на основе когенерационных технологий .....	59

3.2. Когенерация нетрадиционных (альтернативных) тепловых ресурсов горного производства .....	65
3.3. Углекислотная. Технологические схемы переработки дешевых энергетических углей с использованием инновационной технологии ТЕРМОКОКС .....	75
3.4. Моделирование функциональной структуры инновационных угледобывающих предприятий с использованием нечетких когнитивных карт и систем поддержки принятия проектных решений.....	82
<b>ВЫВОДЫ</b> .....	93
<b>ГЛАВА 4. АПРОБАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ. РАЗРАБОТКА И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОЙ ШАХТОСИСТЕМЫ ОТРАБОТКИ ЗАПАСОВ АПСАТСКОГО КАМЕННОУГОЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.</b> .....	95
4.1. Основные составляющие для проектирования многофункциональной шахтосистемы Апсатского каменноугольного месторождения .....	95
4.2. Анализ существующих проектных проработок по освоению запасов Апсатского месторождения .....	102
4.3. Синтез и оптимизация параметров многофункциональной технологической шахтосистемы отработки запасов Апсатского каменноугольного месторождения .....	104
<b>ВЫВОДЫ</b> .....	141
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	142
<b>Литература</b> .....	145

## **Введение**

**Актуальность.** В современных условиях функционирования угольной отрасли, которые характеризуются активным трансфертом высокопроизводительных угледобывающих технологий и горнодобывающей техники резко возросла роль повышения качества технологической подготовки горного производства, что напрямую связано с аспектами развития, трансформации и адаптации методологии проектирования высокопроизводительных и высококорентабельных угледобывающих предприятий.

Данная постановка диктует необходимость проектирования угольных производств на основе принципа многофункциональности с привлечением экологически чистых угольных технологий.

Следует отметить, что формирование инновационных угольных производств-кластеров и, естественно, создание методологии их проектирования, диктуется как исчерпанными возможностями логистики, так и ограничениями финансовых инвестиций, возросшими требованиями в экологической и социально-экономической сферах и области промышленной безопасности.

Все вышеизложенное высокоактуализирует проблему создания методологии проектирования многофункциональных шахтосистем (горных производств-кластеров), обоснования их функциональной структуры и параметров, адаптированных к специфическим условиям среды функционирования, которая характеризуется наличием определенных рисков и неопределенности.

**Степень проработанности проблемы.** В основу современных представлений теории кластерного функционирования и развития положены работы и исследования А. Маршала, выявившего данный инновационный феномен развития промышленных предприятий. Тем не менее, исходя из объективных и субъективных предпосылок концептуально кластерный подход окончательно сформировался лишь в конце 1980-х гг. благодаря исследованиям М. Портера, Т. Андерссона, С. Рузенфельта, М. Энрайта, Х. Дебрессона и др. Различные стороны и задачи определения, классификации, спецификации и оценки производственно-хозяйственной деятельности различных кластеров отражены в трудах К. Кетельса, Э. Фезера, Э. Бергмана,

Д. Солье, Ф. Рэйнса, и др. В период 1930-80-х гг. развитие получили теоретические и методологические основы кластерного подхода на базе трудов Н. Н. Колосовского, Ю. Г. Саушкина, И. В. Комара, М. К. Бермана и др. Отдельные вопросы промышленной интеграции и централизованной концентрации промышленного производства в рамках отдельных отраслей постоянно находились в центре внимания следующих ученых: М. Бандмана, Б. Ашейма, В. Титова, В. Малова, А. Скотта и др. Особое внимание на выявление объективных условий и предпосылок, различных факторов формирования и развития промышленных кластеров в современных условиях уделено в исследованиях российских экономистов.: Л. И. Юзвовича, О. Н. Митрохиной, И. В. Мельмана, А. А. Кононова, И. О. Блинкова, Л. С. Маркова, В. М. Митасова, И. В. Егоровой, Г. Р. Хасаева, И. С. Ванежина, К. В. Екимова, Н. Н. Волковой, Т. В. Сахно М. В. Слипечук и других.

Анализируя литературные источники, описывающие теоретические и практические исследования в области разработки методологии проектирования многофункциональных шахтосистем (кластеров), обоснования их функциональных структур и параметров можно отметить на данном этапе их немногочисленность и ограниченность. Среди них можно отметить труды таких ученых, как: Ремезов А.В., Агафонов В.В., Малкин А.С., Новоселов С.В., Харитонов В.Г., Заречнев А.Н., Стариков А.П., Петренко Е.В.

На базе проведенного анализа, можно констатировать, что изучение процесса формирования функциональных структур и моделей стратегии функционирования промышленных кластеров, заявляющегося в форме ключевого фактора обеспечения должной конкурентоспособности и устойчивого социально-экономического развития отдельных отраслей, в том числе и угледобывающей, на данный момент развития экономики находится лишь в стадии становления. Объективно недостаточно разработаны теоретические и методологические концептуальные основы моделей функционирования различных увязанных технологий и оценка технико-экономической эффективности их использования.

**Целью работы является** разработка концептуальных основ проектирования высокопроизводительных многофункциональных шахтосистем (горных производств-кластеров), обеспечивающих повышение

эффективности и конкурентоспособности горного производства на угольной основе.

**Идея работы заключается** в комплексном использовании отдельных аспектов когнитивного моделирования, эвристического подхода, нечетких множеств второго порядка и теории принятия сложных решений для формирования функциональной структуры и обоснования основных параметров многофункциональных шахтосистем (горных производств-кластеров).

**Объектом исследований являются** угольные шахты (производственно-хозяйственные единицы), функционирующие в условиях трансферта зарубежных технологий и техники угледобычи, трансформации пространственно-планировочных решений и социально-экономических требований к труду.

**Предметом исследований являются** тенденции и закономерности функционирования угольных шахт, отдельных аспектов научно-методической базы методологии проектирования, влияющих на создание, адаптацию и функционирование многофункциональных шахтосистем (горных производств-кластеров) с обоснованием их параметров.

**Методы исследований.** В работе задействован и реализован комплекс методов, включающий структурно-функциональный анализ теоретических и практических исследований в области проектирования горных производств, методы систем поддержки принятия проектных решений, методы теории нечетких множеств второго порядка, квалиметрии и теории принятия сложных решений, методы экономико-математического и имитационного моделирования, многокритериальной оптимизации, теории графов и ряд других вспомогательного характера.

**Основные задачи, которые позволяют реализовать единый алгоритм исследований, сводятся к следующим:**

1. Обобщение и анализ современных тенденций и закономерностей технологических, технических, организационно-управленческих, промышленно-экологических аспектов функционирования шахтного фонда Российской Федерации, эволюционного развития и проблем проектирования предприятий подземной угледобычи, реализующих принципы повышения рентабельности и эффективности работы.

2. Обоснование и выбор прогрессивных экологически чистых угольных технологий, формирующих вспомогательные элементы функциональной структуры многофункциональных шахтосистем (горных производств-кластеров).

3. Обоснование и системное представление на базе использования отдельных аспектов когнитивного моделирования, теории нечетких множеств второго порядка, теории принятия сложных решений, когенерации и тригенерации альтернативных ресурсов горного производства концептуальных основ методологии проектирования многофункциональных шахтосистем (горных производств-кластеров) с использованием экологически чистых угольных технологий.

4. Разработка принципиальной модели современной производственной концепции повышения рентабельности подземной угледобычи, основанной на принципах преобразования исходного угольного сырья в товарную продукцию определенных видов и качественных характеристик.

5. Разработка научно-методических основ и принципов проектирования многофункциональных шахтосистем (горных производств-кластеров), характеризующихся высоким уровнем технико-экономической эффективности.

6. Разработка методики обоснования основных параметров базовых и вспомогательных элементов функциональных структур горных производств-кластеров.

7. Разработка практических рекомендаций по внедрению результатов исследований.

### **Основные научные положения, выносимые на защиту:**

1. В современных условиях функционирования угольной отрасли и проектирования угольных шахт для обеспечения должной конкурентоспособности актуализируется необходимость более интенсивного внедрения и участия в процессе угледобычи многофункциональных шахтосистем, как объективной предпосылки структурных преобразований в угольной сфере производства.

2. Концепция повышения эффективности угольного производства базируется на разработанных научно-методических положениях по проектированию, формированию, выбору и реализации функциональных

структур многофункциональных шахтосистем с учетом когенерации и тригенерации нетрадиционных ресурсов горного производства и специфики угольной отрасли.

3. Методические положения формирования и синтеза базовых и вспомогательных элементов функциональной структуры многофункциональных шахтосистем предполагают наличие комбинированного подхода, основанного на использовании нечетких множеств второго порядка, системы поддержки проектных решений на основе когнитивного моделирования и методов теории принятия сложных решений.

4. Основопологающей предпосылкой формирования высокоэффективной организационно-экономической модели многофункциональной шахтосистемы является оптимальный уровень производственной мощности базового элемента (угольной шахты), увязанный со строго пропорциональными зависимостями производственных мощностей вспомогательных производств, реализующих экологически чистые угольные технологии с должным уровнем синергического эффекта.

**Достоверность и обоснованность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждаются** анализом значительного объема репрезентативной статистической информации о тенденциях и закономерностях функционирования шахтного фонда РФ и перспективах его развития, теоретических и практических исследованиях в области создания методологии проектирования многофункциональных шахтосистем, наличием, корректной адаптацией и реализацией современных методов исследований (нечеткие множества второго порядка, система поддержки принятия проектных решений на основе когнитивного моделирования, теория принятия сложных решений и др.), соответствующей верификацией результатов исследований реальным проектным решениям в области угледобычи.

**Новизна полученных результатов заключается в следующем:**

- обоснованы актуальность, необходимость создания и адаптации методологии проектирования многофункциональных шахтосистем в логической цепи эволюции развития угольных производств;
- разработаны научно-методические принципы, положения и концепция формирования функциональной структуры многофункциональных шахтосистем, реализуемых при любых сочетаниях базовых и

вспомогательных элементов на основе объективного учета горно-геологических и горнотехнических условий эксплуатации и поэтапности (стадийности) освоения георесурсного потенциала месторождений;

- разработана методика обоснования и оптимизации производственной мощности базового и вспомогательного элементов многофункциональных шахтосистем с различными типами составных моделей;

- разработана и обоснована цепь технологических преобразований угольной продукции в сопутствующие виды на базе современных экологически чистых угольных технологий;

- разработаны концептуальные основы структурно-функциональной модели многофункциональной шахтосистемы применительно к Апсатскому каменноугольному месторождению.

**Научное значение диссертации** заключается в разработке методологических основ проектирования многофункциональных шахтосистем на базе нечетких множеств второго порядка, системы поддержки принятия проектных решений на основе когнитивного моделирования и теории принятия сложных решений.

**Практическое значение диссертации** заключается в разработке рекомендаций по реализации научно-методических положений при формировании и оптимизации функциональной структуры многофункциональных шахтосистем, оптимизации основных параметров и оценке качества проектных решений, разработке целенаправленной стратегии развития угледобывающих предприятий.

**Реализация выводов и рекомендаций.** Разработанные методики синтеза функциональной структуры и обоснования параметров многофункциональных шахтосистем, оптимизации производственной мощности базовых и вспомогательных подсистем, оценки качества проектных решений рекомендованы к использованию в практике проектирования высокорентабельных производств подземной угледобычи и формирования программ развития горного производства угольных компаний и в учебном процессе ГИ НИТУ МИСиС при подготовке специалистов по специальности «Горное дело».

**Апробация результатов работы.** Основные научные положения и результаты исследований диссертации докладывались и получили одобрение

на международных научных симпозиумах и конференциях в рамках «Недели горняка», проводимых в НИТУ МИСиС (Москва, 2017-2018гг.), «Подземная угледобыча 21 век» (Ленинск-Кузнецкий, 2018г.), VIII Международной научно-технической конференции "Инновационные направления в проектировании горнодобывающих предприятий" (Санкт-Петербург, 2017г.). Отдельные фрагменты исследований содержались в докладах на семинарах кафедры «Геотехнологии освоения недр» Горного института НИТУ МИСиС (Москва, 2017-2018 гг.).

**Публикации.** По теме диссертации опубликованы 6 научных статей в изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ.

**Структура работы.** Диссертация состоит из введения, четырех разделов, заключения, списка использованной литературы из 107 наименований, содержит 29 таблиц и 62 рисунка.

# ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ И ТЕНДЕНЦИЙ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПОДЗЕМНОЙ УГЛЕДОБЫЧИ

## 1.1. Анализ основных ретроспективных показателей, характеризующих эффективность работы угольной отрасли России (производственно-технологическое состояние шахтного фонда России)

В условиях благоприятной мировой конъюнктуры добыча угля в России в 2017 году выросла на 7,1% и поставила очередной постсоветский рекорд, перешагнув рубеж в 400 млн тонн [1]. Экспорт угля увеличился на 9,2% и составил более 180 млн тонн.

На сегодняшний день угольная промышленность России является наиболее динамично развивающейся отраслью отечественного ТЭК, за последнее десятилетие объем производства угля в стране увеличился почти на четверть (для сравнения — прирост объемов добычи нефти за этот же период составил 12%, природного газа — 4%). Среднегодовой темп роста добычи угля в этот же период составил 102,8%. Объем добычи на территории России достиг своего исторического максимума в 1988 году и составил 425,4 млн тонн.

Большее половины добываемого в России угля (58%) обеспечивают пять крупнейших угледобывающих компаний: СУЭК, «Кузбассразрезуголь», «СДС-Уголь», «Мечел», ЕВРАЗ. Заметный вклад в добычу вносят «Русский уголь», «Востсибуголь», «Кузбасская топливная компания», «Сибуглемет», «Воркутауголь» и другие компании. В 2017 году СУЭК вышла на уровень добычи угля в 107,8 млн тонн, что на 2% больше, чем в 2016-м. «Кузбассразрезуголь» в 2017 году увеличил добычу угля на 4,5% – до 46,3 млн тонн. Поставки на экспорт составили 29,5 млн тонн (70%), на внутренний рынок – 12,6 млн тонн. В этом году компания собирается увеличить добычу на 2,8%, а долю экспортных поставок поднять до 80% от общего объема отгрузки.

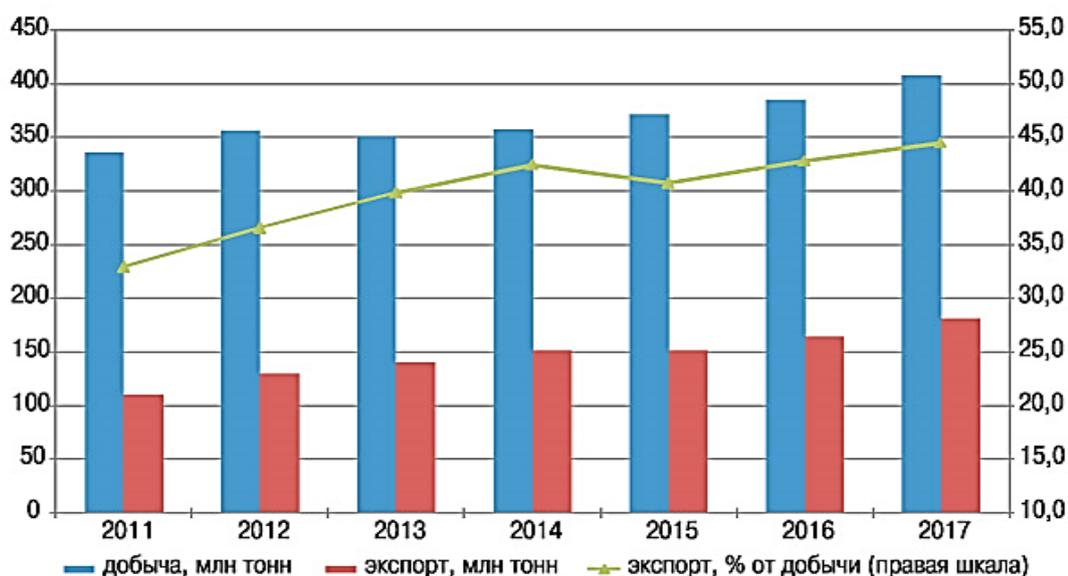
«СДС-Уголь» снизил добычу на 4% – до 27,6 млн тонн угля за счет продажи в 2017 году двух разрезов – Киселевского и «Сибэнергоугля», при этом на всех предприятиях холдинга наблюдался рост добычи. Потребителям в прошлом году холдинг отгрузил 24,1 млн тонн угля, из которых 91% составили экспортные поставки.

«Мечел», по предварительным данным, в 2017 году добыл более 21 млн тонн угля, из них на «Южный Кузбасс» и «Якутуголь» пришлось по 8,5 млн

тонн, на Эльгинский проект – 4,3 млн тонн. На этот год запланировано увеличение добычи угля до 23-23,5 млн тонн, в том числе до 9,5 млн на «Южном Кузбассе» и «Якутугле» и до 5,3 млн тонн на Эльгинском месторождении.

Холдинг ЕВРАЗ в 2017 году добыл 23,3 млн тонн угля, что на 4,5% выше показателя предыдущего года. В том числе ш.Распадская увеличила добычу на 8,8%, до 11,4 млн тонн, «Межегейуголь» – в 1,6 раза, до 904 тыс тонн, а «Южкузбассуголь» сократил добычу на 1,9%, до 10,9 млн тонн.

Сегодня в своем развитии российская угольная промышленность все больше ориентируется на торговые отношения с Китаем и другими странами АТР, демонстрирующими значительный рост спроса на уголь [2]. Экспорт угля из России уже несколько лет растет опережающими темпами по сравнению с его добычей. И 2017 год не стал исключением – объем добычи увеличился на 7,1% и составил 407,8 млн тонн, а экспорт вырос на 9,2% – до 181,4 млн тонн. Доля экспорта в объеме производства угля по итогам 2017 года приблизилась к 45% (рис. 1.1).



Источник: Данные Росстата, ФТС.

Рис. 1.1. - Динамика добычи и экспорта угля в России, 2011-2017 гг

Диаграмма общей потенциальной ценности запасов полезных ископаемых и динамика добычи угля в России за 2005-2017 гг., млн. т (по данным ФГБУ «ЦДУ ТЭК») представлены на рис. 1.2. Динамика добычи угля в России за 2010-2017 гг., млн. т (по данным ФГБУ «ЦДУ ТЭК») по способам добычи приведена на рис.1.3.

Динамика среднесуточной нагрузки на комплексно-механизированный очистной забой в России и динамика среднесуточной добычи угля из действующего очистного забоя, т. (по данным ФГБУ «ЦДУ ТЭК») за 2010-2017 гг. приведены на рис. 1.4 -1.5. Динамика цен на уголь (по данным ФГБУ «ЦДУ ТЭК») представлена на рис.1.8.

Благоприятная конъюнктура внешних рынков стала главной причиной роста экспорта угля из России. Лидером по приросту российского экспорта в 2017 году стал Китай: в эту страну было вывезено на треть больше угля, чем годом ранее. Прирост объема производства угля составил за 2017 год 22,0 млн т, а объем угольного экспорта за это же время увеличился на 24,0 млн тонн. Поставки на внутренний рынок увеличились при этом всего на 3,3 млн тонн.

В целом за рассматриваемый период среднегодовые цены на уголь на внутреннем рынке увеличились на 103,8%, то есть больше чем в 2 раза.

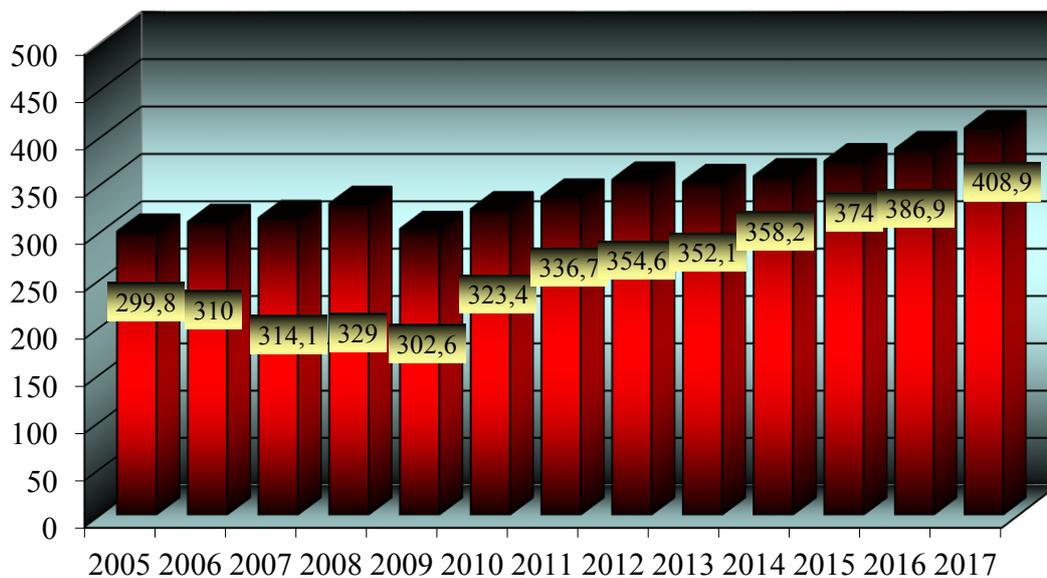
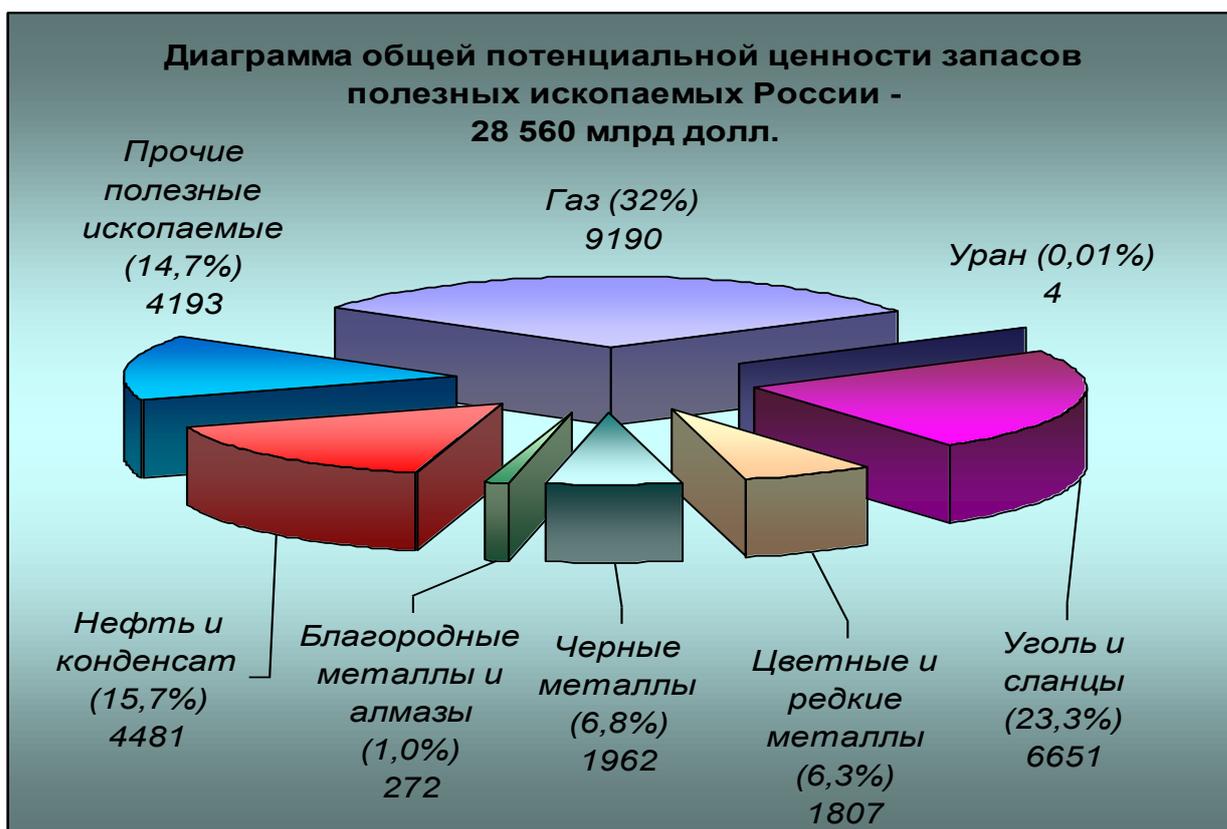
Среднемесячная производительность труда в угольной отрасли также достигла рекордных показателей. В среднем по отрасли она составила 327,7 т/чел., в том числе на шахтах — 216,5 т/чел., на разрезах — 417,3 т/чел. Динамика производительности труда в угольной отрасли, тонн/чел. (по данным ФГБУ «ЦДУ ТЭК») представлена на рис. 1.6. – 1.7.

В 2017 году суммарный объем производственных мощностей по добыче достиг 435 млн т угля в год, в том числе по шахтам — 121,9 млн т, по разрезам — 313,1 млн тонн. С учетом объема добычи за 2017 год коэффициент использования мощностей составил 94%.

Безусловным флагманом отрасли на сегодняшний день и в обозримом будущем остается Кузбасс, на долю которого приходится 60% от общероссийской угледобычи. В 2017 году кузбасские угольщики выдали на-гора более 241,5 млн тонн «чёрного золота». В настоящее время в Кузбассе добычу угля ведут 42 шахты и 51 разрез.

Прогноз добычи угля в России, млн. т (в соответствии с «Энергетической стратегией 2020») представлен на рис. 1.9.

В 2017 году аварийность снижена на 62,5 %, снижен и экономический ущерб (рисунок 1.10, 1.11). Смертельный травматизм в 2017 году составил 18 несчастных случаев (2016 году – 56) (рисунок 1.12). В 2017 году удельный показатель смертельного травматизма составил – 0,044 чел/млн.т.



*Рис. 1.2.- Диаграмма общей потенциальной ценности запасов полезных ископаемых и динамика добычи угля в России за 2005-2017 гг., млн тонн (по данным ФГБУ «ЦДУ ТЭК»)*

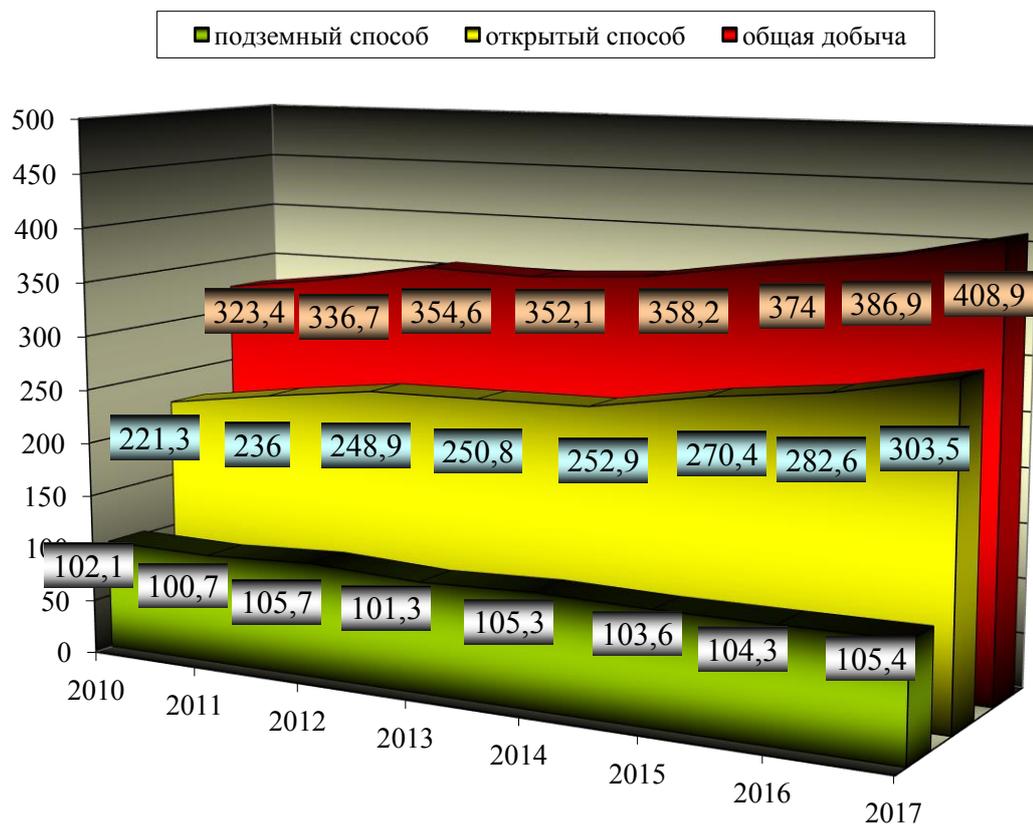


Рис. 1.3. - Динамика добычи угля в России за 2010-2017 гг., млн тонн (по данным ФГБУ «ЦДУ ТЭК»)

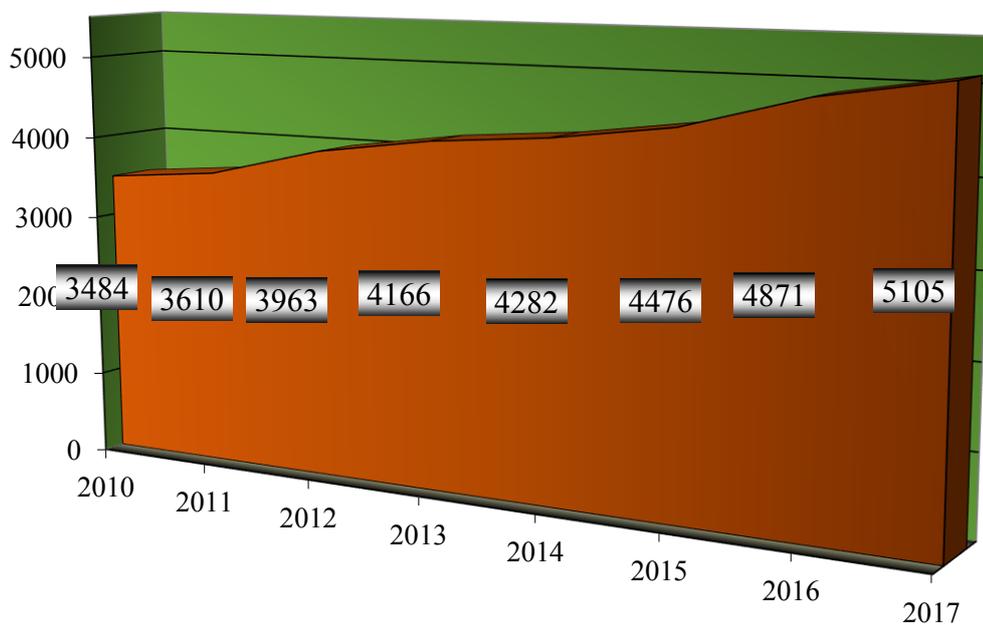


Рис. 1.4. - Динамика среднесуточной нагрузки на комплексно-механизированный очистной забой в России за 2010-2017 гг., тонн (по данным ФГБУ «ЦДУ ТЭК»)

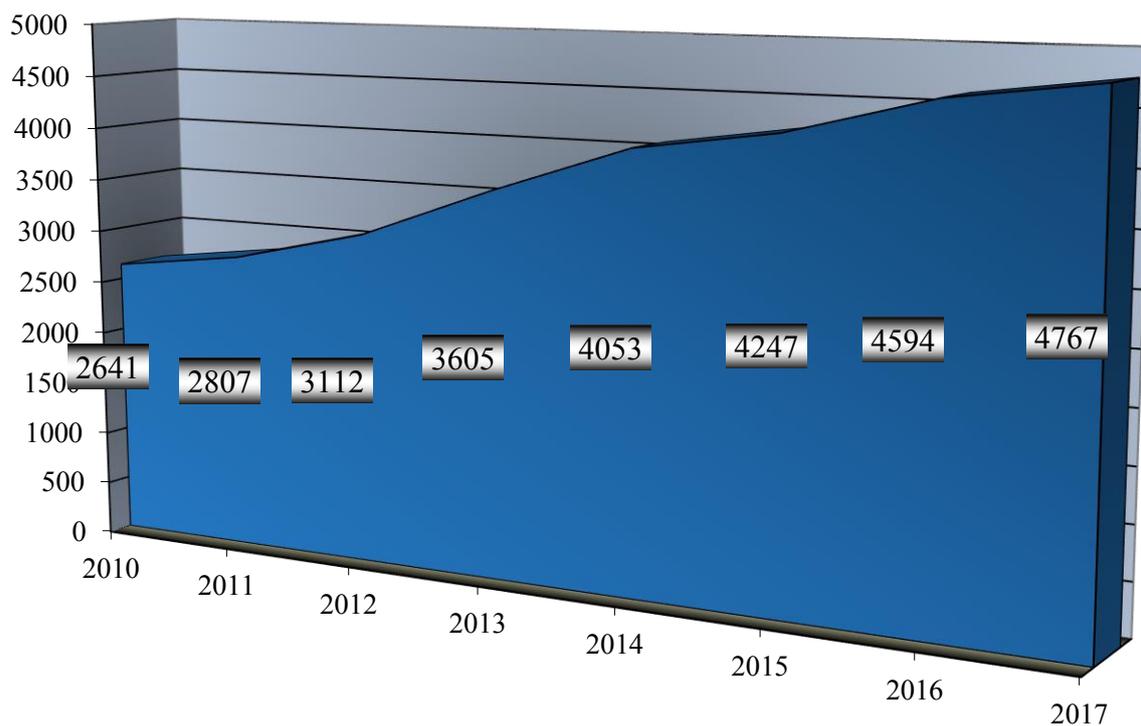


Рис. 1.5. - Динамика среднесуточной добычи угля из действующего очистного забоя, тонн (по данным ФГБУ «ЦДУ ТЭК»)

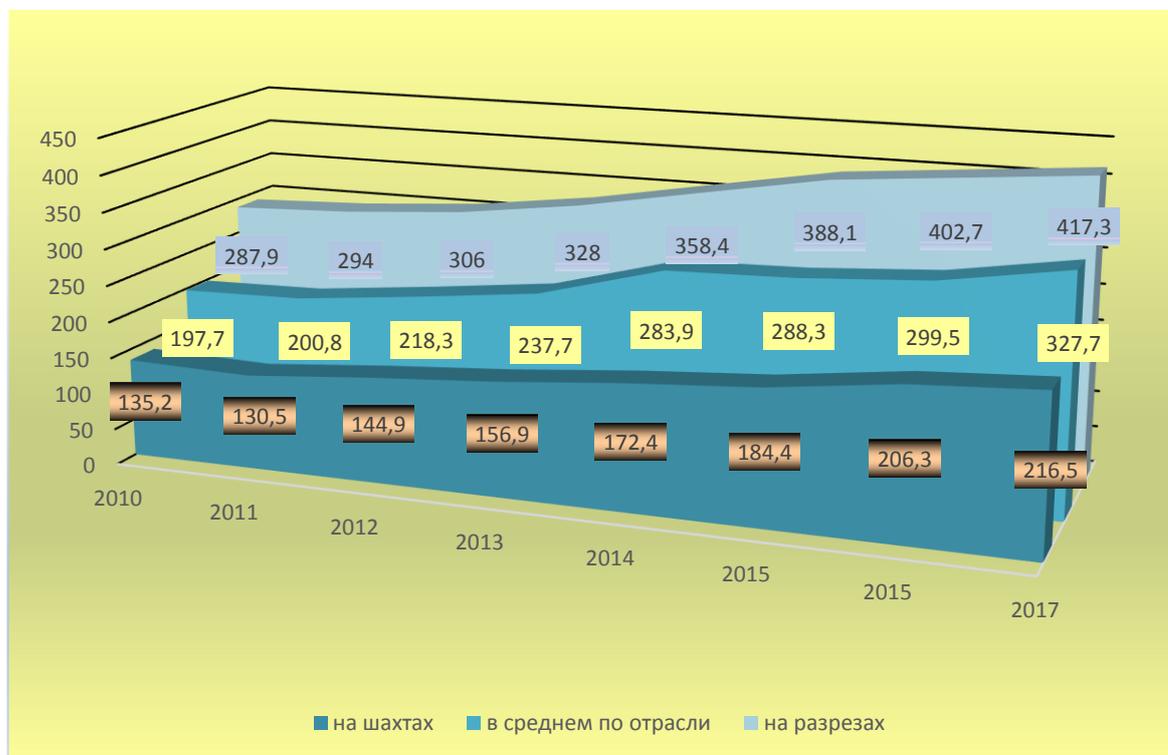
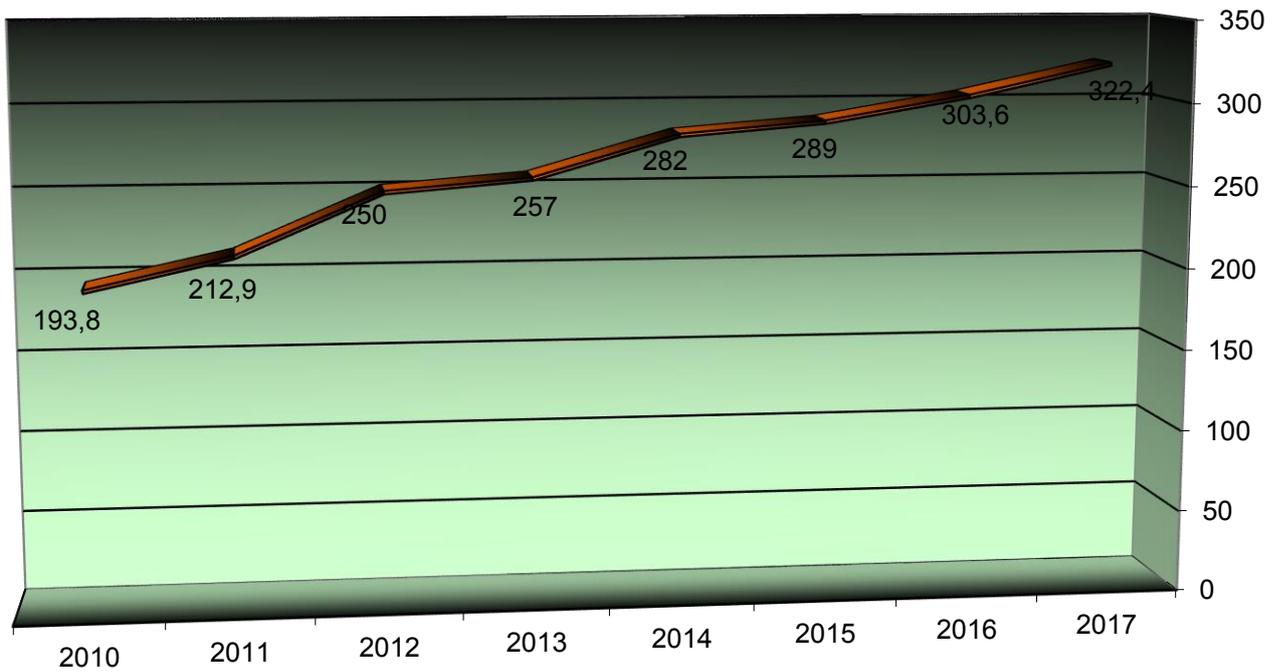
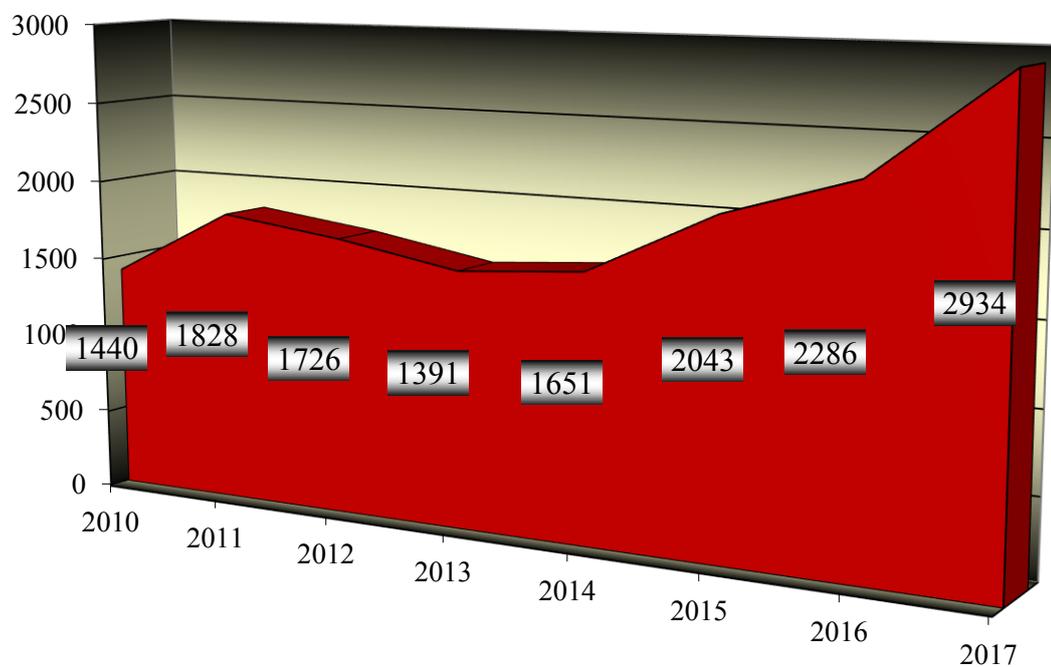


Рис. 1.6 - Производительность труда в угольной отрасли, тонн/чел (по данным ФГБУ «ЦДУ ТЭК»)



*Рис. 1.7. - Динамика производительности труда рабочего по добыче, тонн/мес (по данным ФГБУ «ЦДУ ТЭК»)*



*Рис. 1.8 - Среднегодовые цены российского угля на внутреннем рынке, руб/тонн (По данным ФГБУ «ЦДУ ТЭК»)*

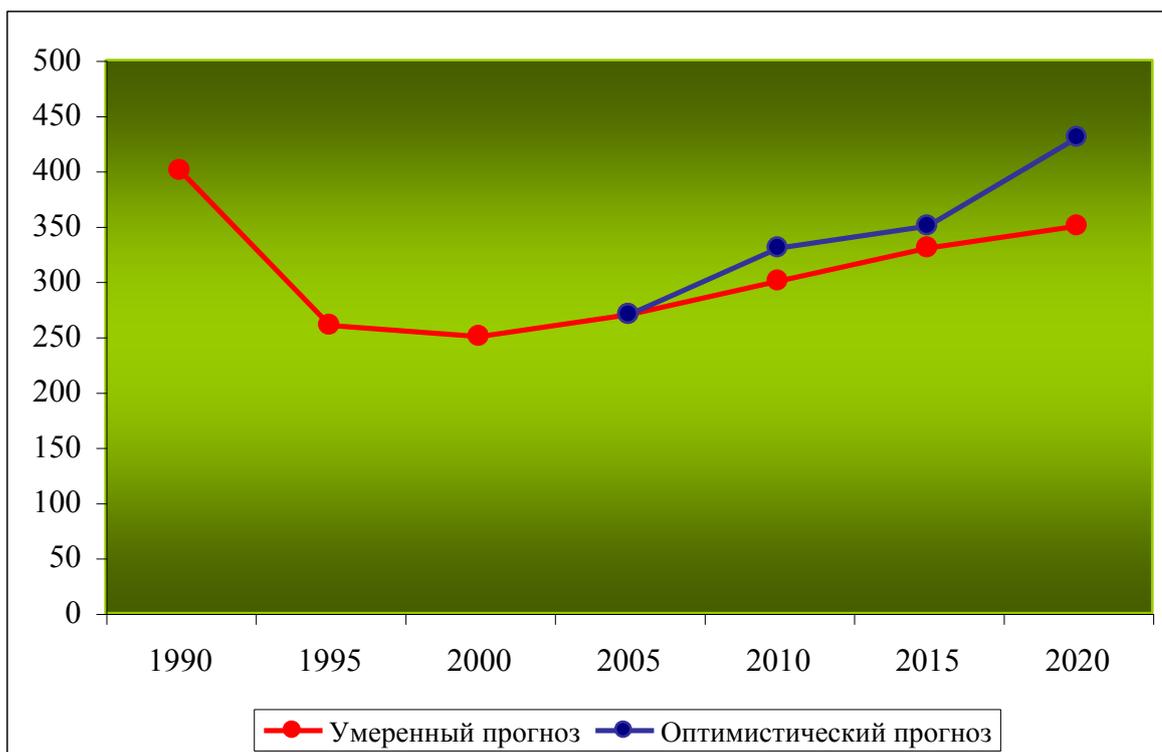


Рис. 1.9. - Прогноз добычи угля в России, млн тонн (в соответствии с «Энергетической стратегией 2020»)

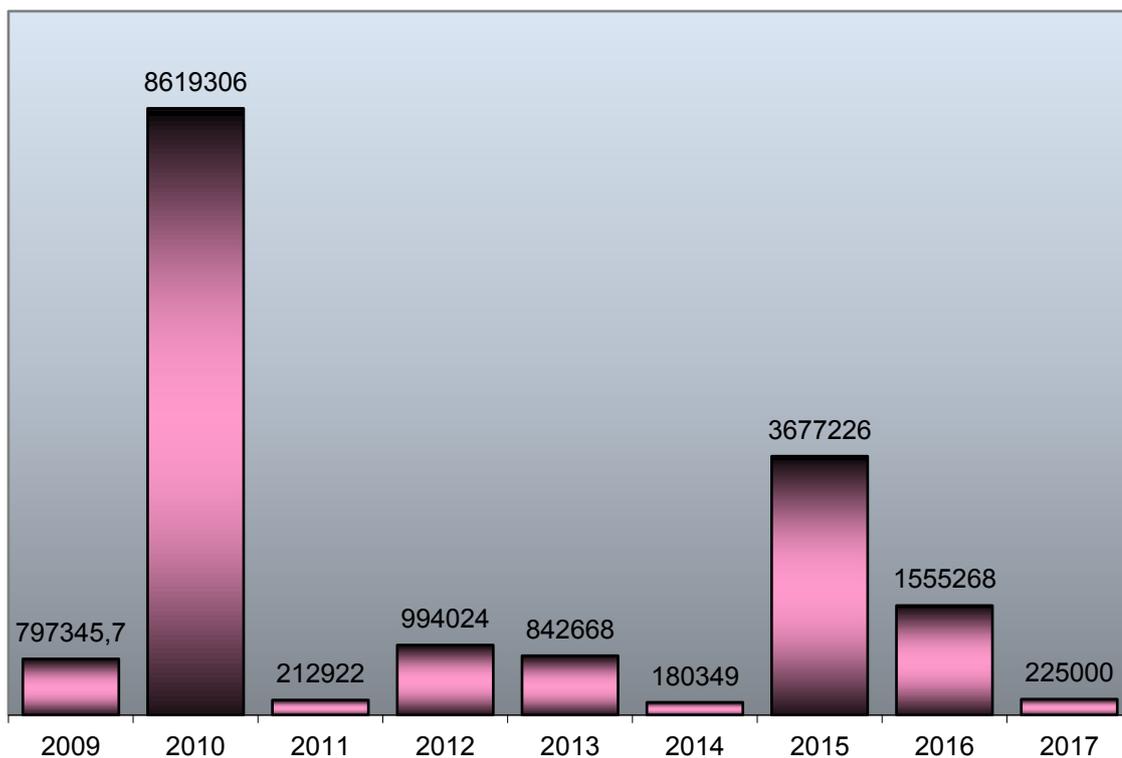


Рис. 1.10. - Экономический ущерб от аварий на предприятиях угольной отрасли, тыс руб

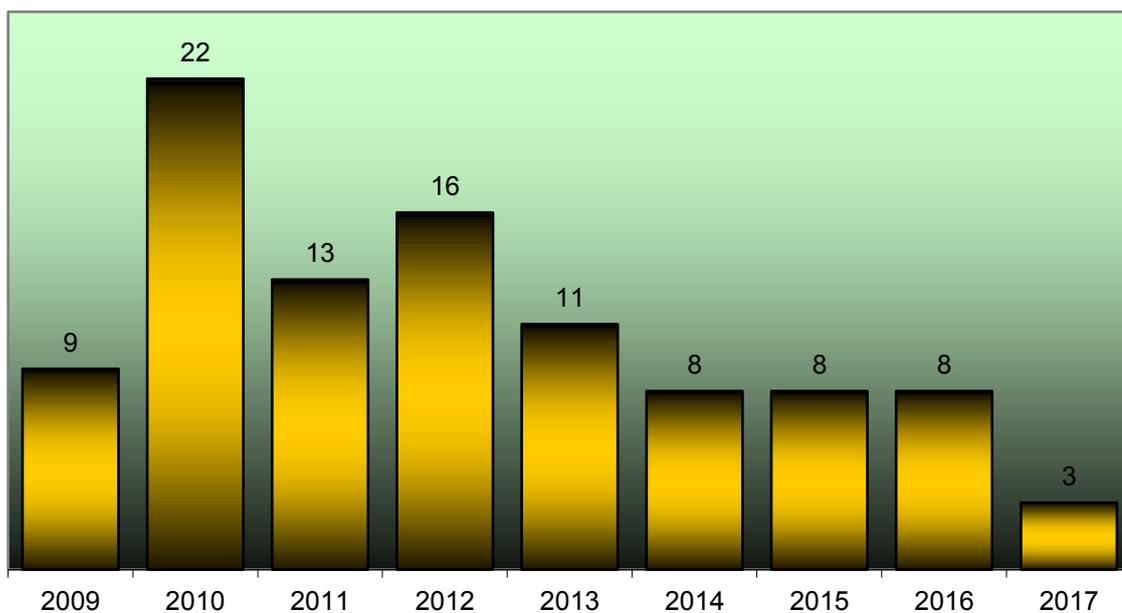


Рис. 1.11. - Число аварий на предприятиях угольной отрасли (количество)

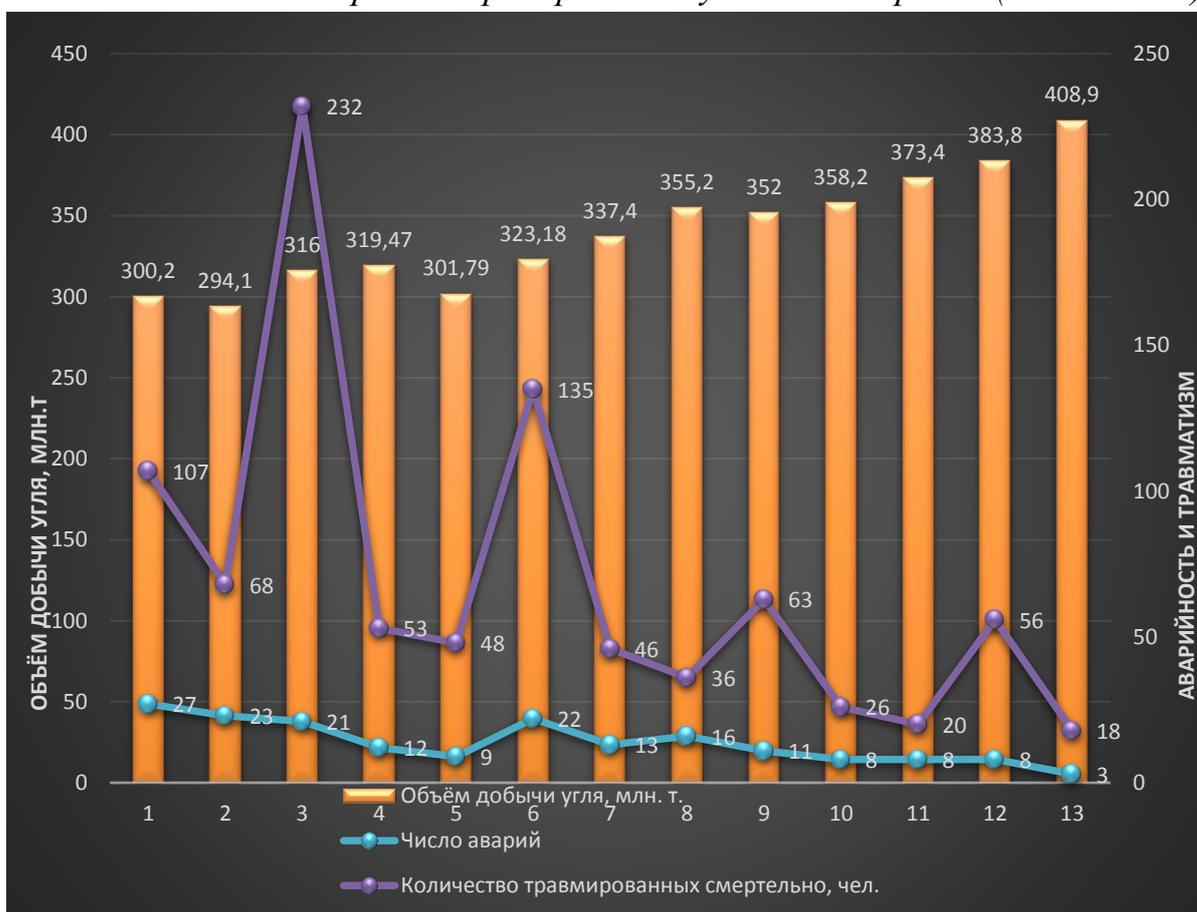


Рис. 1.12 - Динамика добычи, аварийности и травматизма со смертельным исходом в угольной отрасли (1-2005г., 2-2006г., 3-2007г., 4-2008г., 5-2009г., 6-2010г., 7-2011г., 8-2012г., 9-2013г., 10-2014г., 11-2015г., 12-2016г., 13-2017г.)

## 1.2. Ключевые внутриотраслевые проблемы угольной промышленности

В настоящий период недропользования у угольной отрасли РФ есть множество всесторонних проблем различного характера.

Одной из главных проблем является отсутствие тенденции роста потребления угольной продукции на внутреннем рынке вследствие вытеснения угля газовой составляющей, хотя в Сибири и на Дальнем Востоке углем стабильно обеспечивается до 50% генерации электроэнергии и тепла.

Различные аспекты политики декарбонизации в последнее время интенсифицируют и приводят к отказу от потребления угля в ряде западноевропейских стран (Великобритания, Германия и др.). Данная тенденция позволяет спрогнозировать в ближайшем будущем значительное сокращение российских экспортных поставок на рынок АТР, которые в настоящее время являются локомотивом развития угольной отрасли. Конъюнктура угольных рынков, а соответственно и цен на угольную продукцию претерпевает в последнее время значительные изменения, что предопределяет наличие постоянных рисков, что присуще и мировой угольной отрасли в целом. В целом, в США это предопределило банкротство ряда угольных компаний, а в РФ — сформировало тенденцию роста степени убыточности ряда угледобывающих предприятий.

Второй традиционной проблемой являются так называемые стратегические инфраструктурные ограничения, которые ассоциируются с явной недостаточностью развитости сети железных дорог и морских терминалов, что в конечном итоге приводит к формированию длинного «плеча» перевозок, и как следствие, больших логистических издержек. Что касается России, то в 2017 году средняя величина протяженности перемещения каждой из 409.0 млн тонн добытого угля составила 2528 км (в 11 раз больше, чем в Австралии).

Другой отличительной проблемой российской угольной отрасли является устойчиво сформировавшаяся высокая импортозависимость от закупок горнодобывающего оборудования и основных запчастей и расходных материалов (в отдельных случаях достигает 80%). Также весьма острой проблемой является все увеличивающийся дефицит высокопрофессиональных кадров: как в звеньях производственной цепочки, так и среди управляющего менеджмента. Также можно отметить весьма значительную инвестиционную емкость реализуемых и предлагаемых к реализации проектов, что в свою очередь формирует традиционно высокий

уровень капитальных и инфраструктурных затрат и значительный срок их освоения, что предопределяет высокую инерционность данной сферы деятельности (от 10 лет и более).

Остры и актуальны и экологические проблемы угольной отрасли, а также отдельные аспекты промышленной безопасности и охраны труда (показатели смертности на миллион тонн добытого угля во временном тренде 2010-2017 гг. больше американского показателя в 12,7 раза, южноафриканского — в 4,5 раза).

Основополагающей проблемной является следующая тенденция. Заявленная успешной проведенная реструктуризации российской угольной отрасли не привела к достижению мировых показателей технико-экономической эффективности. На сегодняшний день на каждого занятого в угольном секторе в РФ добывается 2300 тонн угля, в то время как в США – 11 100, в Австралии – 11 700 т. Данный элемент неэффективности отчасти нивелируется относительно низкими зарплатами, недоинвестированием масштабных угольных проектов, и отчасти скрытыми государственными дотациями. Россия добывает с каждым все больше и больше угля, но и транспортирует его для переработки на все бóльшие расстояния, - что вносит свою негативную составляющую в области государственной политики по отношению к угольной отрасли.

Ну, и главной проблемой функционирования российской угольной отрасли является элемент финансовой неустойчивости. Все основные ресурсные составляющие для добычи угля растут в цене, а реальные возможности по привлечению заемных финансовых в отрасль средств имеют сильную составляющую ограничения.

Не менее важной проблемой является снижение технологичности отработки запасов, что напрямую связано с увеличением глубины ведения горных работ. Увеличивается газообильность предприятий, возрастает водоприток, возникают определенные сложности в области управления массивом горных пород и горным давлением, с проведением и поддержанием горных выработок и т.д.

В целом, все рассмотренные проблемные характерные особенности и аспекты современного состояния технологических систем угольных шахт, безусловно, не вносят положительную составляющую при формировании технико-экономической эффективности шахтного фонда страны.

### **1.3. Концептуальные аспекты трансформации, развития и обновления технологических систем шахт (модификации и трансформации парадигмы отработки запасов угольных месторождений подземным способом) и анализ долгосрочных стратегических приоритетов и программных мероприятий развития угольной промышленности России**

Технологический уклад отработки запасов угольных месторождений с учетом тенденций развития научно-технического прогресса претерпел в угольной отрасли в последнее время довольно значительные изменения. Детальный анализ гипотез деления угольных шахт на ранжированные группы, сформированных в последнее время ведущими учеными с определенными характерными основными параметрами и результатами производственно-хозяйственной деятельности позволил выделить следующие характерные кластеры [3]:

- шахты, характеризующиеся старым технологическим уровнем на базе «периферийных» технологий угледобычи;
- шахты, характеризующиеся новым технологическим уровнем на базе «развивающихся» высокоэффективных технологий угледобычи;
- шахты с супердинамическими системами на базе высокоэффективных и интенсивных технологий угледобычи;
- шахты с высокоэффективными технологическими системами на базе высокоинтенсивных и инновационных технологий угледобычи;
- угольный кластер (многофункциональная шахтосистема) на базе высокоинтенсивных, инновационных и «прорывных» технологий угледобычи.

В работе [4] данные технологические кластеры подземной угледобычи имеют следующие характерные параметры и технико-экономические показатели (таблицы 1.1, 1.2).

В настоящий период недропользования в отдельных угольных компаниях стали интенсивно внедряться в производственный процесс добычи угля так называемые многофункциональные технологии, позволяющие реализовывать не только добычу угля, но и улавливание, каптирование и утилизацию метана с последующим получением на основе когенерационных и тригенерационных установок электроэнергии (шахта им. С.М.Кирова ОАО «СУЭК-Кузбасс»). Расширение использования данной технологии приводит к увеличению экономической самостоятельности основных работ по проведению комплексной дегазации угольных пластов.

В ближайшей перспективе, как уже не раз отмечалось выше просматривается явная тенденция расширения многофункциональности технологических систем шахт в форме создания дополнительных производств по переработке угольной продукции: углеэнергетика, углехимия, углегазоэнергетическое производство, коксохимия, когенерация и тригенерация и т.д.

*Таблица 1.1 – Количественные параметры модификации и трансформации технологических систем подземной угледобычи*

<b>Технологический уклад</b>	<b>Основные составляющие формирования технологической системы шахты</b>	<b>Количество действующих лав</b>	<b>Нагрузка на лаву, т/сут</b>	<b>Длина логистического плеча по шахте, км</b>	<b>Производственная мощность, млн.т/год</b>
Периферийная	Экстенсивная технология	Более 5	Менее 1000	Более 5	1.5
Интенсивная	Концентрация и интенсификация	3	2000-5000	3	3.5
Динамичная	Поточность и динамичность	3	10000-25000	Менее 3	20.0
Высокоэффективная	Поточность, системность, эффективность	2	5000-15000	Менее 3	7.0-10.0
Инновационная	Информационность, системность, эффективность	1	20000	Менее 3	7.0
Прорывная	Радикальное преобразование технологической системы угледобычи	1	50000	Менее 3	20.0

Создание увязанных в единый технологический процесс многопродуктовых инновационных углетехнологий, а в конечном итоге, угледобывающих предприятий, оснащенных вышеобозначенными технологиями, безусловно будет направлено на более полное, рациональное и высокоэффективное использование угольной массы, - данная тенденция была предопределена появлением в то или иное время различных углетехнологий, которые были вовремя востребованы угольным рынком с учетом различных аспектов развития научно-технического прогресса в отрасли.

При этом, основной проблемой проектирования угольных кластеров (многофункциональных шахтосистем) является взаимоувязка разобщенных и разнородных по своей сути технологий в единую интеграционную цепочку.

*Таблица 1.2. – Количественные параметры технологических укладов подземной угледобычи*

Тип технологической системы	Коэффициент машинного времени	Максимальная рабочая скорость подачи комбайна, м/мин	Себестоимость добычи 1т угля, руб/тонн	Рентабельность, %	Трудозатраты, чел
ШСТУ	0.3-0.4	2.0-6.0	Более 1000	19.2	2500
ШНТУ	0.3-0.6	8.0-15.0	Более 500	105.3	1500
Супердинамические системы	0.55-0.8	30.0	Более 400		1000
Высокоэффективные технологические системы	0.6-0.7	12-20	Более 300	151.8	500
Многофункциональные шахтосистемы	0.8-0.95	10.0-20.0	Более 200	Более 200	500

Перспективным направлением станет создание промышленных кластеров с комплексным использованием угля, включающим его глубокую переработку по безотходным, экологически чистым технологиям (Менчерепское, Караканское, Серафимовское, Денисовское, Инаглинское и ряд других месторождений).

Все вышеописанные проекты, в конечном счете, будут направлены и нацелены на строительство многофункциональных технологических комплексов поверхности, которые реализуют концепцию комплексного рационального освоения недр и сопутствующих источников получения различных видов энергии.

Приоритеты развития угледобычи в Российской Федерации определены и заложены в Энергетической стратегии России на период до 2035 года с оценкой перспектив развития энергетики на период до 2050 г. [5], при этом сохраняются цели и главные принципы государственной энергетической политики. Общие инвестиции в ТЭК с учетом угольной составляющей до 2030 года представлены на рис. 1.13.

## Инвестиции в ТЭК



Рис. 1.13 - Общие инвестиции в ТЭК на период до 2030 года

Общий срок реализации Стратегии был разделен на два этапа: 1 – ориентировочно до 2020 года; 2 – с 2021 по 2035 год. с «консервативным» и «целевым» сценариями прогноза.

Основное содержание первого этапа связано с реализацией начатых государственных программ, основополагающей при этом является «Энергоэффективность и развитие энергетики», различных решений Президента и Правительства РФ по вопросам развития энергетического сектора экономики и крупных инвестиционных проектов в области топливно-энергетического комплекса.

На втором этапе основным содержанием заявляется переход к энергетике «нового поколения» с реализацией новых технологий, высокоэффективного использования традиционных энергоресурсов, получения новых углеводородных и других источников энергии.

Объемы угледобычи на первом этапе (консервативный сценарий) должны стабилизироваться на достигнутых уровнях, а в целевом сценарии – увеличиться на 3%, а на втором этапе увеличиться на 24 % (445 млн т).

Заявляются инновационные перерабатывающие технологии твердых

топлив и минеральной части углей (перспектива):

⌚ глубокая переработка (получение жидких и газообразных энергоносителей), новые технологии газификации (получение синтез-газа) пиролиз, гидрогенизация;

⌚ глубокая переработка (извлечение металлов и др. компонентов).

Основные аспекты развития угольной промышленности сводятся к следующим:

- объемы угледобычи в 2015–2035 годах должны увеличиться с 362.0 млн т до 365.0 млн т (консервативный сценарий) и 445.0 млн т (целевой сценарий).

- перспективными базовыми бассейнами при этом остаются Кузнецкий, Канско-Ачинский и Печорский. Развитие добычи будет связано с новыми месторождениями Восточной Сибири и Дальнего Востока (Межэгейское и Элегестское месторождения (Улуг-Хемский бассейн Республики Тыва), Апсатское месторождение (Забайкальский край), Амаамское месторождение (Беринговский угольный бассейн Чукотского автономного округа). Эльгинское месторождение в Республике Саха (Якутия). Если сложится благоприятная мировая и российская конъюнктура, то возможно вовлечение в эксплуатацию следующих месторождений: Сейдинское и Усинское в Республике Коми, Северо-Сосьвинского в Ханты-Мансийском автономном округе, Чикойских углей Зашуланского в Забайкальском крае, Ишидейского и Головинского в Иркутской области, Денисовского и Чульмаканского в Республике Саха (Якутия), Ерковецкого и Гаджинского в Амурской области и ряда других.

Производительность труда в отрасли к 2035 году должна увеличиться в 3,4–3,7 раза при соблюдении условий повышения валовой выручки и рентабельности продаж.

В рамках реализации данных проектов предусматривается промышленное производство полукокса, угольных брикетов (без связующих), коксобрикетов и мелкозернистого кокса, производство синтез-газа и синтетического моторного топлива; чистого водорода; высококачественного энергетического топлива из угольных отходов и энергоресурсов растительного и органического сырья; извлечение из угольной породы редкоземельных металлов, получение углеродных волокон и фуллеренов, сорбентов медицинского и экологического направления, биоугля.



Рис. 1.14. - место ЭС-2035 в системе стратегических документов в соответствии с Федеральным законом «О стратегическом планировании в Российской Федерации»

Таблица 1.3. - Система главных индикаторов развития угольной отрасли России до 2035 г.

Наименование индикатора	Значение индикатора, %			Примечание
	Первый этап 2025г.к 2016 г.	Второй этап 2035 г. к 2025 г.	Весь период 2035 г. к 2016 г.	
Производительность труда	197	216	425	Рост
Зарботная плата трудящихся	143	180	256	Рост
Годовые инвестиции (в условиях постоянных объемов добычи)	97	100	97	Стабилизация
Капиталоотдача	101	100	101	Стабилизация
Себестоимость	79	86	68	Снижение
Рентабельность по EBITDA	132	107	141	Повышение
Налоги на 1 т добычи	85	88	75	Снижение
Доля налогов в валовой выручке	99	96	95	Снижение

Таблица 1.4 - Система требований к развитию угольной отрасли России в период до 2035 г.

Требования	Результаты, достигаемые к 2035 г. (относительно 2016 г.)
Рост производительности труда	Не менее чем в 3-4,3 раза
Рост средней заработной платы трудящихся	Не более чем в 2,6-2,9 раза
Численность трудящихся	На уровне 23-32 %
Годовые инвестиции	На уровне 96-150 %
Капиталоотдача отрасли	На уровне не менее 65-101%
Себестоимость	На уровне 68-112%
Повышение рентабельности по EBITDA	На уровне 9-41%
Налоги на 1 т добычи	На уровне 75-103%
Доля налогов в валовой выручке	На уровне 95 -114%

Примечание: расчеты проведены в реальных ценах 2014 г., в дол. США

Предполагается повышение доли использования угля в электроэнергетике на базе технологии «PCI» (Pulverized Coal Injection), плазменно-топливных технологий, мембранных и нанотехнологий.

Место ЭС-2035 в системе стратегических документов в соответствии с Федеральным законом «О стратегическом планировании в Российской Федерации» представлено на рис.1.14., а в таблицах 1.3 – 1.4 представлены индикаторы стратегического развития угольной промышленности.

## ВЫВОДЫ

1. В современных условиях функционирования угольной отрасли, которые характеризуются активным трансфертом высокопроизводительных угледобывающих технологий и горнодобывающей техники резко возросла роль повышения качества технологической подготовки горного производства, что напрямую связано с аспектами развития, трансформации и адаптации методологии проектирования высокопроизводительных и высоко рентабельных угледобывающих предприятий.

2. Существенные росты объемов угледобычи и ввода в эксплуатацию новых месторождений в РФ в период до 2035 г. возможны только при соблюдении интенсификации инновационных процессов в угольной отрасли и наличии определенных макроэкономических условий при учете ограничений внешнего и внутреннего характера. Угольной промышленности России для того, чтобы обеспечить должную конкурентоспособность и инвестиционную привлекательность на мировом рынке, уже к 2020 г. необходимо реализовать

ряд крупномасштабных инновационных проектов с целью увеличения темпов прироста производительности труда в отрасли не менее, чем в 3-5 раз.

3. Для обеспечения должной конкурентоспособности угольной отрасли в современных условиях недропользования актуализируется необходимость более интенсивного внедрения и участия в процессе угледобычи многофункциональных шахтосистем, как объективной предпосылки структурных преобразований в угольной сфере производства. При этом в качестве ограничения в обязательном порядке должна учитываться своя специфика развития и обновления технологических систем угольных шахт с учетом влияния основных природных (комплекс горно-геологических и горнотехнических условий эксплуатации) и производственно-индустриальных факторов (функциональная структура шахтного фонда, современный уровень технической оснащенности технологии угледобычи, организации и управления производственно-хозяйственной деятельностью угледобывающих предприятий).

4. Формирование инновационных угольных производств-кластеров и, естественно, создание методологии их проектирования, диктуется как исчерпанными возможностями логистики, так и ограничениями финансовых инвестиций, возросшими требованиями в экологической и социально-экономической сферах и области промышленной безопасности.

## ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА КОНЦЕПЦИИ И ОРГАНИЗАЦИОННО-МЕТОДИЧЕСКИХ ПРИНЦИПОВ СОЗДАНИЯ ВЫСОКОРЕНТАБЕЛЬНЫХ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ШАХТОСИСТЕМ

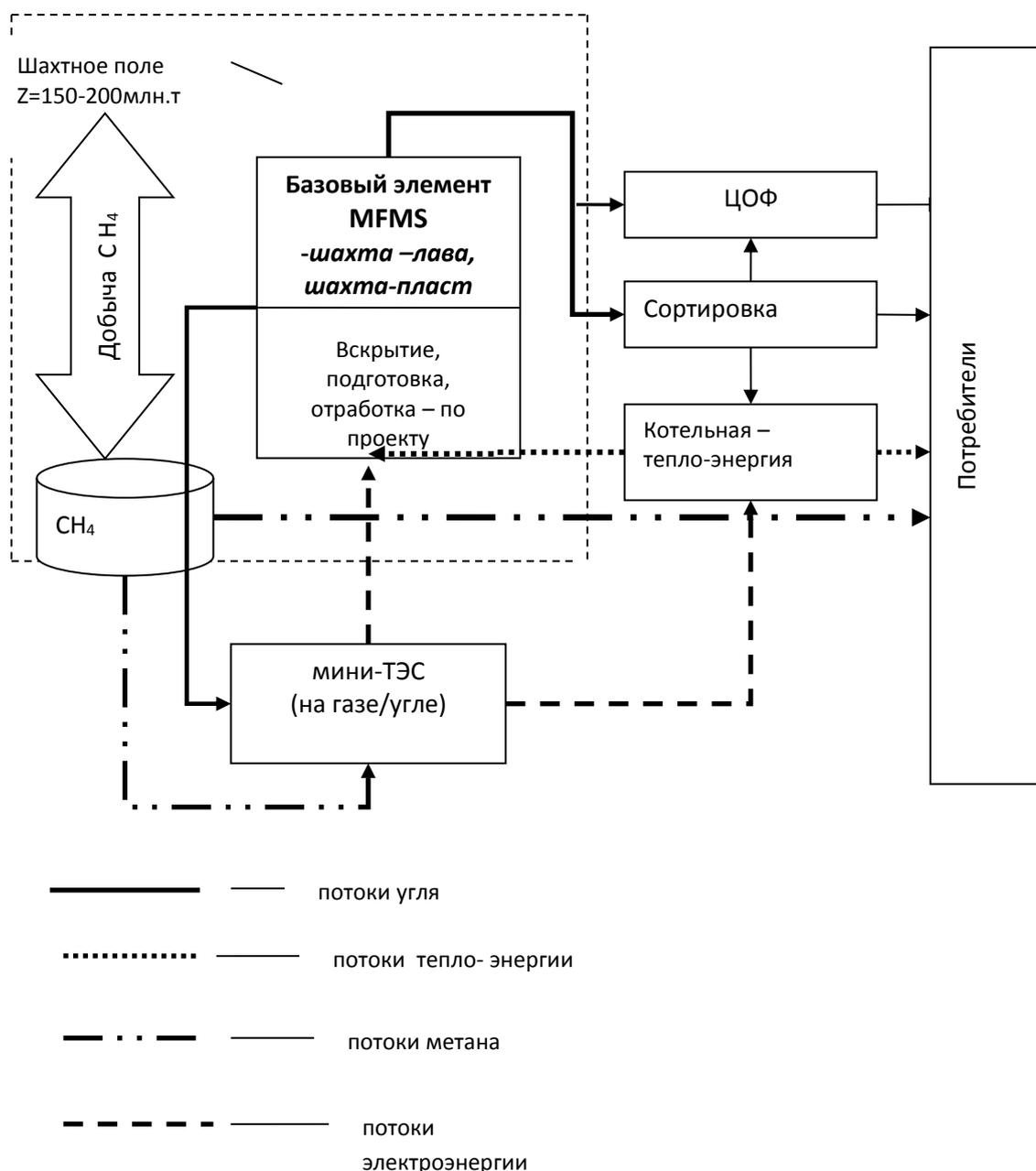
### 2.1. Аналитическая оценка теоретических исследований и общеметодологических подходов к синтезу и оптимизации функциональных структур кластерных систем угольных шахт

Ввиду смены технологических и экономических парадигм современного недропользования, при проектировании угледобывающих предприятий, возникает необходимость рассматривать отработку запасов угольного месторождения с системной точки зрения, в основе которой лежит постулат получения максимальной прибыли, которая формируется с учетом всех возможных форм производственно-хозяйственной деятельности на базе унификации и диверсификации угольного производства, создавая полностью наполненную технологическую цепочку с элементами добавленной стоимости [6]. Данный постулат в своей основе имеет базовое системное понятие – *получение синергического эффекта*.

Данный подход диктует необходимость присутствия отличия проектируемых современных угольных шахт от ранее предшествующих аналогов, что включает в себя необходимость присутствия многофункциональной технологии (самоокупаемая производственно-рыночная единица – условно-замкнутый цикл добычи – переработки – потребления – реализации). Проект включает в себя ряд производств, обеспечивающих дополнительную прибыль, и частичное (или полное) самообеспечение энергией, теплом и холодом. Следует заметить, что на создание таких высокоэффективных шахтосистем, требуются значительные начальные инвестиции, что, в свою очередь, предопределяет значительный срок строительства (5-10 лет), но при этом основным положительным моментом реализации таких проектов становится минимальный срок окупаемости при освоении проектной мощности. Схема внутренней структуры проекта и создания **многофункциональной шахтосистемы** как инновационное методическое направление проектирования высокорентабельных угольных шахт приведена на рис.2.1.

В сравнении с традиционными производственными системами многофункциональные шахтосистемы имеют обязательно *устойчиво*

*функционирующий базовый элемент – отдельную шахту, т.е. непосредственно осуществляющей добычу угля подземным способом и включают добычу и переработку метана в электро – и теплоэнергию и другие технологии переработки угля в дополнительные виды продукции.*



*Рис. 2.1. - Укрупненная принципиальная схема многофункциональной шахтосистемы (кластера)*

Если минимизировать затраты ресурсов и потери в данных системах, оптимизировать режимы их функционирования, то получим интегрированный результат – **максимальный выпуск продукции определенного качества за минимальный период времени.**

Резюмируя вышеизложенное, предлагается при формировании **базовых**

**технологических элементов шахтосистем, акцентировать следующие аспекты:**

- базовый элемент предполагает максимизацию соответствия вспомогательных технологических подсистем;

- устранение и повышение коэффициента полезного действия «узких» мест технологии угледобычи;

- сокращение количества и полное исключение «неэффективных элементов» в технологической цепочке, использование мощной энергетически оснащенной, высокопроизводительной, надежной и высокоэффективной горнодобывающей техники;

- сокращение логистической составляющей технологических цепей угледобычи до оптимальной;

- повышение коэффициента машинного времени выемочных машин, минимизация технологических потерь.

Формирование *базового элемента шахтосистемы, с ее вспомогательными элементами*, будет направлено на их пропорциональное сопряжение, как по производственной мощности (пропускной способности), времени жизненного цикла шахтосистемы, так и по качеству добываемого угля, пригодного для использования каждым вспомогательным элементом шахтосистемы. Конкретика современных шахтосистем может быть представлена следующими **основными технологическими группами вспомогательных производств: обогащением, углехимическим производством, производством различных видов энергии из угля (когенерация и тригенерация), добычей метана из шахтных пластов с последующей его переработкой и использованием.** Ниже приведен краткий контент-анализ по проблеме использования данных угольных технологий.

**Производственный элемент шахтосистемы - обогащение. Основными обогатительными процессами в шахтосистемах** являются процессы разделения, к которым относятся [7]: - гравитационные методы обогащения; - магнитные методы обогащения; - электрические методы обогащения; - радиометрические методы обогащения; - флотационные методы обогащения; - специальные методы обогащения (обогащение по крупности, по форме трения, по упругости); - адгезионные процессы обогащения (прилипание к жирной поверхности); - комбинированное обогащение; химические методы обогащения.

Проблема существенного улучшения технико-экономических показателей добывающих предприятий путем улучшения качества отгружаемого угля может быть оперативно решена путем строительства модульной обогатительной фабрики с использованием отечественного оборудования. Основные технико-экономические показатели отечественных модульных фабрик приведены в табл.2.1.

*Таблица 2.1. - Основные технико-экономические показатели отечественных модульных фабрик*

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Модульные фабрики			
			Для углей легкой обогатимости на базе отсадочной машины	Для углей легкой обогатимости на базе отсадочной машины	Для извлечения углей из породных отвалов	Для шламов из отстойников
1.	Производственная мощность	тыс.т/год			276	200
2.	Часовая производительность	т/ч	150	150	100	50
3.	Режим работы					
	рабочих дней	дней	300	300	150	150-170
	рабочих часов в сутки	час	20	20	24	24
4.	Крупность исходного сырья	мм	0-150	0-150(200)	0-150	0-3
5.	Глубина обогащения	мм	13	13	0,5	0
6.	Среднесписочная численность	чел.	13	13	14	14
7.	Капитальные затраты в ценах 1991г.	тыс. р	1642,6	1677,5	1100,6	813,5
8.	в т.ч. СМР	тыс.р	707,4	874,3	178,2	206,1
9.	Кроме того приобретение импортного оборудования	тыс.д олл.	800,0	978,0	800,0	1207,6
10.	Продолжительность строительства	мес.			0,5-1	0,5-1

**Производственный элемент шахтосистемы - углехимическое производство.** Эволюция проектирования промышленных производств углехимии (*возможных вспомогательных элементов шахто-системы*), определена А.В. Ремезовым [8], см.табл.2.2.

Таблица 2.2 - Примеры переработки угля в продукты химии и жидкого топлива

Страна	Технология	Мощность	Статус проекта	Примечание
Производство жидких углеводородов				
Германия	Прямое ожижение по методу Бергиуса, модифицированного на производстве акционерного общества J.G.Farben(химическое производство)	100000 т жидких продуктов / год	Промышленное производство. Работало в Германии в 30-е годы	Для целей гидрирования использовался избыток водорода, образовавшийся в процессе производства фосфора и азотных удобрений, что повышало экономическую эффективность производства
	Серия заводов, основанных на принципах прямого и косвенного ожижения	до 5,5 млн.т жидких продуктов в год	Промышленное производство: 40-е годы	
	Усовершенствованная технология Бергиуса работающая при сниженном давлении(30МПа)	200т переработки и угля за сутки	Опытно-промышленное предприятие в г. Боттроп	
	Разработки DMT (г.Эссен)	200кг переработки и угля за сутки	Опытная лаборатория	
США	Гидрогенизация по методу Solvent Refined при давлении 14МПа			1962-1981гг
	Гидрогенизация по методу H-Coal при давлении 18,5МПа	50 т переработки и угля за сутки	Опытно-промышленное предприятие	1964-1982гг
	Гидрогенизация по методу Exxon Donor Solvent при давлении 17МПа В настоящий момент в стадии опытно-промышленных исследований работают более десятка процессов	250кг переработки и угля за сутки	Опытно-промышленное предприятие	1966-1984гг
Япония	Гидрогенизация по технологии Oil CO.,Ltd и корпорации NEDO при давлении 17-19МПа	150т переработки и угля за сутки	Опытно-промышленное предприятие	

	Гидрогенизация по усовершенствованной технологии Nedol Научно-исследовательский центр Takasago Coal Liquefaction Center, Kode Steel	50т переработки и угля за сутки	Опытная установка для бурых углей	Принято решение о продолжении работ в направлении гидрогенизации и разработке проекта и создания к 2011г. демонстрационной установки производительность 30000т угля за сутки в Индонезии, провинция Tanjung Emin
--	--	---------------------------------	-----------------------------------	---

<b>Китай</b>	Гидрогенизация по совместно разрабатываемой с Японией Beijing Research Institute of Coal Chemistry совместно с NEDO. Давление процесса 17-25МПа Куплен один из заводов SASOL.	1997г: четыре пробега на установке производительностью 100кг/сутки	Опытные исследования	Ведутся работы по созданию промышленной установки производительностью 5000т угля в год для бурых углей месторождения Yilan, провинция Heloinqilang
<b>ЮАР</b>	SASOL по технологии SASOL	4 завода общей мощностью 8-10 млн т жидкого топлива в год	Промышленное производство	В настоящий момент перепрофилированы на производство химических продуктов
<b>Россия</b>	SASOL  Прямое сжигание по методу ИГИ, при давлении 6-10МПа  Газификация с получением продуктов нефтехимии. Технология Института угля и углехимии (г.Кемерово)	Начало 1990-х годов установка производительностью 5т угля в сутки  Установка производительностью до 20 т угля в сутки	Цех в г. Новочеркасск в 1950-е годы Опытно-промышленное предприятие(г. Тула)  Опытная установка(г.Новосибирск)	Признан нерентабельным и в 1960-х годах перепрофилирован на производство кислородосодержащих соединений В связи с нерентабельностью перепрофилирован на облагораживание Рассматривается для промышленного внедрения инвесторами России и Белоруссии

<b>Украина</b>	Технология газификации угля с последующим получением жидких топлив, разработанная Днепропетровским химико-технологическим институтом	12 т угля в сутки	Опытно-промышленная установка	Продолжаются исследования
----------------	--	-------------------	-------------------------------	---------------------------

<b>Полукоксование</b>				
<b>Россия</b>	Пиролиз	30 тыс т смолы и 1,8 млн т углей в год	1949 г. Промышленное производство ПО «Ангарскнефтеоргсинтез».	Входит в состав Нефтеоргсинтез». Нефтяные компании не проявляли к заводу интереса и он находится в состоянии затухания
		400тыс.т угля в год	С 1950-х годов промышленное производство (г.Ленинск-Кузнецкий)	В состоянии банкротства
		30тыс.т угля в год	Опытно-промышленное предприятие (г.Красноярск)	Предполагается промышленное внедрение на предприятиях ОАО «СУЭК»
	Технология полукоксования в автотермическом режиме		Проектируемое промышленное производство (проект ОАО «Белон»	В составе шахты – с производительностью 4млн.т угля в год, ТЭЦ на 25 МВт, обогатительной фабрики и завода по производству строительных материалов
	Принципиальная схема «Карбоника-Ф» и «Сибтермо»	8-12 т угля за сутки	Опытно-промышленная установка	Исследование по переработке торфа, углей и отходов обогащения
	Установка быстрого пиролиза ООО «Альтернативна Эко Био Энергия»			

Монголия	Технология полукоксования в автоматическом режиме. Принципиальная схема «Карбоника-Ф» и «Сибтермо»	30 аппаратов	С 2008г. промышленное производство. Фирма «Туquuuq Energy»	Планируется закупка дополнительно 30 аппаратов для получения кокса
----------	--	--------------	--	--

Коксовый газ образуется при коксовании каменных углей (из 1т шихты -340-350м<sup>3</sup>). Состав ( в % по объему): 58-62 Н<sub>2</sub> ; 24,5-26,5 СН<sub>4</sub>; 5-6,7 СО; 1,6-3.0 СО<sub>2</sub>, 2-3,5 N<sub>3</sub>; 2-2,5 С<sub>м</sub>Н<sub>м</sub>; 0,4-0,8 О<sub>2</sub>. По практическим данным для получения 1т полукокса в среднем расходовалось около 1,55т концентрата угля, 22 кВт·ч электроэнергии и 104500 кДж теплоэнергии.

Кроме того, известен способ переработки низкосортных углей в синтетическое сжиженное топливо (СЖТ). Может производиться из газа, и по расчетам международных специалистов стоимость строительства завода по производству СЖТ из угля (т.е. необходимые капиталовложения) составляет 500\$ за 1тонну проектной мощности завода в год [9]. Позицию развития технологий переработки углей в высокоценные топливные продукты поддерживает К.Н.Трубецкой, где определены следующие направления:

- 1)повышение качества энергетических углей с использованием современных технологий их обогащения;
- 2) создание инфраструктуры разработки, производства и потребления ВУТ;
- 3) создание технологий производства высокоэффективных топливных твердых и газообразных продуктов физико-химической переработки углей с последующей конверсией газообразных продуктов в жидкие[10].

**Производственный элемент шахтосистемы: добыча шахтного метана из угольных пластов с последующим его технологическим использованием** - потенциально значимый, но одновременно достаточно сложный элемент в проектируемой шахтосистеме. Здесь возможны различные варианты использования шахтного метана: получение *газа* для сжигания на стороне, производство *теплоэнергии* в производственных целях, выработка *электроэнергии* для собственных нужд и на оптовый рынок электроэнергии. Кроме того, просто выбросы газа метана имеют нормативную плату 50р/т [11].

Улавливаемый и каптируемый из угольных запасов месторождения газ по содержанию чистого метана делится на 3 группы [12]:

- метан, содержащийся в угольном пласте (концентрированное содержание чистого  $\text{CH}_4$  до 100%);

- шахтные метановоздушные смеси – до 60-70%;

- метан, содержащийся в вентиляционных струях – до 0,75% .

Добыча метана в настоящее время подразделяется на :

- промысловую, включая добычу из неразгруженных пластов;

- попутную, с использованием технологических схем подземной дегазации и газоотсоса,;

- извлечение метана из подработанного массива на закрытых угольных шахтах [13, 14].

Использование *шахтного метана для производства электроэнергии* определено следующими **основными технологиями**[15]:

**-паротурбинная**, целесообразно применять при наличии парового котла с давлением пара больше 1,5МПа;

**-газотурбинная**, целесообразно применять при высоких объемах шахтного метана и большой потребности в тепле;

**-газопоршневая**, целесообразно применять во всех остальных случаях с учетом принципиальной экономической эффективности производства электроэнергии из шахтного метана.

Проведенные расчеты окупаемости электростанций на шахтном метане показывают следующие результаты<sup>1</sup>:

- стоимость электроэнергии – 2,7руб/кВтч;

- стоимость тепла -1200руб/Гкал;

- стоимость газа -1000руб/тыс м<sup>3</sup>;

- часы работы в году: 7000 часов при среднегодовой нагрузке 90%;

- кап. вложения -45000руб/кВт.

Срок окупаемости простой -4,6 года, дисконтированный (ставка12%)- 6,7лет. Внутренняя норма прибыли -24%. Для сравнения, примерный уровень затрат удельных капитальных вложений для электростанций различных типов на 2000г. составлял: КЭС -950-1150\$, ТЭЦ-1700-2000\$, ГЭС-600-1200\$, АЭС-1300\$, ГТУ-400\$, ПГУ-500-800\$[16].

**Производственный элемент шахтосистемы: выработка теплоэнергии на котельных** осуществляется при помощи котлов. Экономичность работы котла определяется совершенством организации процесса горения топлива и передачи тепла от продуктов сгорания теплоносителю. Полезно используемая теплота  $Q_1$ , определяется [127,С.173]:

$$Q_1 = \left(\frac{G_0}{B}\right) (h_{п.е} - h_{п.в}) + \left(\frac{G_{п.е}}{B}\right) (h''_{п.пе} - h'_{п.пе}), \quad (2.1)$$

$G_0, G_{п.е}$  – расход свежего пара и пара промежуточного перегрева, кг/с;

$h_{п.е}, h_{п.в}$  – энтальпия перегретого пара и питательной воды, кДж/кг;

$h'_{п.пе}, h''_{п.пе}$  – энтальпия пара на входе и выходе из промежуточного пароперегревателя, кДж/кг;

$B$  – расход топлива, кг/с; м<sup>3</sup>/с.

Для водогрейного котла:

$$Q_1 = \left(\frac{W_B}{B}\right) (h''_B - h'_B), \quad (2.2)$$

$h''_B, h'_B$  – энтальпия воды на входе и выходе из промежуточного пароперегревателя, кДж/кг;

$W_B$  – расход воды, кг/с

Газотурбинная установка (ГТУ) имеет полезную мощность  $N_i$  [17]:

$$N_i = N_i^T - N_i^K = N_0^T \eta_{oi}^T - N_0^K / \eta_{oi}^K \quad (2.3)$$

где  $N_0^T, N_0^K, \eta_{oi}^T, \eta_{oi}^K$  – теоретические и внутренние мощности относительно КПД турбины и компрессора;

Полезная мощность ГТУ, через перепад энтальпий определится;

$$N_i = G(H_0^T \eta_{oi}^T - H / \eta_{oi}^K) \quad (2.4)$$

где  $G$  – нагрев воздуха

Удельный расход теплоты затраченный на выработку 1кВтч полезной мощности определится ,:

$$b_i = 3600 Q_{кв} / N_i = 3600 / \eta_i \quad (2.5)$$

$Q_{кв}$  – количество теплоты затрачиваемой в камере сгорания на нагрев  $G$  воздуха от температуры  $T_2$  до  $T_3$  :

Удельный расход топлива кг/КВтч, определится:

$$b_i = \frac{q_i}{Q_H^p} = 3600 / \eta_i Q_H^p \quad (2.6)$$

При выработке электроэнергии и теплоты при помощи мини-ТЭК, блок-станциях, расчеты проводят в соответствии с типом станций по следующим формулам [18]:

$$\eta_{кэс}^{бр} = \frac{\mathcal{E}_{выр}}{BQ_p^H} \quad (2.7)$$

$\eta_{кэс}^{бр}$  – для конденсационных станций;

$BQ_p^H$  – теплота израсходованного топлива, кДж/кг;

$$\eta_{кэс}^H = \frac{\mathcal{E}_{отп}}{BQ_p^H} \quad (2.8)$$

$\mathcal{E}_{выр}, \mathcal{E}_{отп}$  – выработанная и отпущенная электроэнергия, кВтч;

В среднем удельные расходы топлива составляют:

$$b_{\text{кЭС}}^{\text{э.отп}}=0,32-0,38 \text{ кг/кВтч}$$

$$b_{\text{тЭЦ}}^{\text{э.отп}}=0,325-0,366 \text{ кг/кВтч}$$

Данные показатели практически не изменились за последние 30 лет, и соответственно удельные расходы топлива на производство электроэнергии по «Кузбассэнерго» в 2009г. составили – 366,6 т. у.т./кВтч [19], а удельные расходы топлива на отпуск теплоэнергии находятся в пределах 146-175 кг у.т./Гкал, и применялись при расчетах проектов шахтосистем.

При проектировании и формировании *структуры современных шахтосистем* необходимо соизмерять *потенциал базового элемента системы* с возможным *потенциалом вспомогательных элементов*, чтобы последние могли работать в эффективном режиме производственной мощности. Возможный потенциал вспомогательных элементов определяется их количеством, качеством и *синергией* – общим взаимодействием. Кроме того, базовый элемент для обеспечения стабильности функционирования должен иметь рациональный резерв мощности. Поэтому, *основа* сущности любой системы, в т.ч. и шахтосистемы - *долгосрочное и стабильное функционирование* определяется, следующими основными постулатами:

- *потенциал базового элемента шахтосистемы в любой момент времени должен быть выше суммы потенциалов вспомогательных элементов исходя из величины рационального резерва;*

- *в обязательном порядке должно присутствовать оптимальное соотношение между производственными мощностями базового и вспомогательных элементов многофункциональной шахтосистемы;*

- *длительность функционирования и производственная мощность базового элемента многофункциональной шахтосистемы определяется суммарным временем функционирования вспомогательных элементов с учетом оптимальных производственных мощностей и установившемся масштабе рынка сбыта;*

- *повышение эффективности функционирования шахтосистемы достигается путем регулирования числа производственных мощностей вспомогательных элементов исходя из выбранной стратегии развития.*

Эффективность функционирования шахтосистемы зависит от соответствия базового элемента технологической композиции вспомогательных элементов, от оптимальной параметрической структуры в конкретных условиях, что в результате определит объемы продукции и

рентабельность ее производства, структурный состав шахтосистем.

Конкретика формирования параметрического ряда в рамках типа шахтосистемы и ее оценка, определяется расчетами.

В целом **основная задача** проектирования и создания функциональной структуры шахтосистем определяется должным обоснованным **выбором оптимальной внутренней компоновки и состава производственной технологической цепи добычи и переработки угольной массы в различные дополнительные виды продукции, конечным результатом реализации которых будет выступать уровень целевой функции эффективности функционирования шахтосистемы.**

Конкретика условий проекта MFMS приводится ниже. Для MFMS подходит месторождение вмещающее угли, пригодные для энергетического использования, а также имеющих высокую метанообильность. Балансовые запасы должны составлять порядка 500 млн т. и более. Такие запасы могут обеспечить достаточную продолжительность срока службы шахтосистемы не менее 50 лет. В этой связи проектная мощность базового элемента – шахты от **10** млн т/год и более. Предприятие имеет диверсифицированную технологию замкнутого цикла. Шахтосистема может вырабатывать электроэнергию, теплоэнергию, газ и ряд продуктов обогащения.

Функционирование ряда элементов в MFMS направлено на получение не только продукта на продажу, но и на использование на собственные нужды (самообеспечение энергией), чем и достигается снижение затрат. Большую роль в этом играет процесс генерации энергии и тепла, как для собственных нужд шахтосистемы, так и для поставки на оптовый рынок. Внедрение дополнительных технологических производств основано на принципе: **«максимум добавленной стоимости из единицы ресурса базового элемента – минимум отходов и потерь ресурса в валовой продукции шахтосистемы»**. Следует отметить, что добавленная стоимость - стоимостной объем продукции предприятия за вычетом стоимости приобретенной промежуточной продукции [20], и следовательно чем меньше приобретает предприятие промежуточной продукции(в т.ч. – энергии), тем выше стоимостной объем валовой продукции шахтосистемы. Элементный состав MFMS – многофункциональной шахтосистемы приведен в табл.2.3.

Таблица 2.3 - Альтернативный вариант элементного состава MFMS

Тип шахто-системы	Элементный вариант технологической структуры				
MFMS – многофункциональная шахтосистема	1. Добыча угля (шахта)	2. Обогащение угля (обогащительная фабрика)	3. Добыча метана из пластов шахто-системы	4. Выработка электроэнергии на базе: угля, метана (мини-ТЭС,)	5. Выработка тепло – энергии (котельная)
1. Запасы месторождения, млн. т	200	-	$Z_{CH_4} = q_{ож} Z_6$ $Z_{CH_4} \approx 6$ млрд. м <sup>3</sup>	-	-
2. Производственная мощность, млн т/год	5-10	ОФ 1500 т/ч 10млн.т/год	Несколько УВЦГ $\approx 10000$ м <sup>3</sup> /мин	Выработка 525млн. кВтч/г од с.н - 155млн. кВтч	Выработка: 400тыс. Гкал/г од
3. Среднее количество ресурса на производство единицы продукции по технологии, т/т	1,173	1,1-1,52	Концентрация при промышленной добыче : 35-95%	0,34кг/кВтч	173кг у.т./Гкал <sup>ii</sup>
4. Капитатоемкость, долл /ед.	33,33	1-1,5	100000\$/1скважину	1500\$/кВт	30000\$/Гкал
5. Трудоемкость, чел.	1000	280	20	30	20
6. Энергоемкость, кВтч/т; Гкал/т	17	2-3	132кВтч	3-10% -с.н.	7-15-с.н.
7. Технологический КПД элемента, %	0,252-0,728	0,3 - 0,7	0,77- 0,86	0,42	0,4
8. Себестоимость продукции, долл /т	20	15	60\$/1000м <sup>3</sup> 100м скважины – 35000\$	0,02	10
9. Цена продукции, долл/т	50	100	120\$ за 1000м <sup>3</sup>	2,2р/кВтч 0,07\$/кВтч	474,07р/ Гкал 15,8\$/ Гкал
10. Валовая прибыль, млн долл/год (весь продукт перерабатывается)	(условно 210-300)	371,5-749,25	315,36	18,5	2,32
11. Инвестиции (стоимость СМР), млн. долл	170-240	30-42	При 50 скважинах: 5млн. \$	мини-ТЭС при N <sub>усл</sub> =50МВт; 75млн. \$	Котельная при Q <sub>усл</sub> =50Гкал/ч 1,5млн. \$
12. Срок окупаемости инвестиций, лет	0,3	0,05	3дня	0,09	1 день
13. Рентабельность с учетом вспомогательных элементов MFMS, %	$R_{MFMSmax} = \frac{П_в}{(K_д + K_{об} + K_{CH_4} + K_{скт} K_{ээ} + K_{тэ}) \cdot 1,1} \times 100\% \approx 272,1\%$ <p style="text-align: center;">1,1- норматив оборотных средств</p>				

Анализируя данные таблицы 2.3 видно, что в данном варианте элементного состава, рентабельность шахтосистемы MFMS, выше обычных даже без оптимизационных мер. Это во многом обеспечено достаточным объемом производства видов продукции и эффективных цен. Значительную роль будет играть фактор потребления энергии на собственные нужды и снижение данной статьи затрат в себестоимости продукции. В технологическом плане, чем меньше потери угля при переходных процессах в технологической цепи, тем эффективнее работает MFMS.

## **2.2. Вертикально-интегрированная модель угледобычи**

В настоящее время угольный сектор экономики РФ функционально представлен приоритетными вертикально интегрированными угольными компаниями (ВИНК). Данные структуры представлены крупными холдингами, реализующими полную производственную цепочку создания продукции на угольной основе (поиск и разведка месторождений, проектирование и строительство угольных предприятий, добыча и обогащение, углепереработка с использованием традиционных и так называемых «чистых угольных технологий», реализация и сбыт угля и угольных продуктов). Общеизвестными доминирующими являются частные компании «СУЭК-Кузбасс», «Кузбассразрезуголь», «СДС-уголь», «Востсибуголь», «Мечел», «Южный Кузбасс», «Евразгрупп», «Сибуглемет» и др.

Лидирующее положение в российской угольной отрасли занимает «Сибирская угольная энергетическая компания». В функциональную структуру холдинга входят 17 разрезов и 12 угольных шахт. Угледобывающие предприятия СУЭК находятся в пределах 7 регионов Российской Федерации (Кемеровская область, Красноярский край, Республика Бурятия, Республика Хакасия, Забайкальский край, Хабаровский край, Приморский край). Предприятия СУЭК специализируются на добыче каменных углей марок Д, ДГ, Г, СС, а также бурых углей. В общем объеме, добыча угля открытым способом составляет 68%, а подземным – 32%. Общая численность работающих в компании превышает 33 тыс. человек [21].

Второе место в рейтинге занимает угольная компания ОАО «Кузбассразрезуголь», которая специализируется на открытой геотехнологии и имеет в своем активе 6 угольных разрезов с разведанными

запасами угля более 2.0 млрд тонн (Талдинский, Кедровский, Бачатский, Моховский, Краснобродский, Калтанский) марок Д, ДГ, Г, СС, Т, КО, КС. Экспортируется более 50% продукции. Общая численность работающих в компании превышает 25 тыс. человек [22].

Третий показатель по объемам угледобычи в России принадлежит компании «СДС-Уголь». Открытым способом добывается 66%, подземным – 34%. 88% угольной продукции экспортируется в Германию, Великобританию, Турцию, Италию, Швейцарию. Организационно «СДС-Уголь» принадлежит холдингу «Сибирский деловой Союз». В составе «СДС-Уголь» функционируют 4 угольных разреза и 10 шахт. На балансе компании находятся 2 обогатительные фабрики «Черниговская» и «Листвяжная» (годовая мощность переработки горной массы 11.5 млн тонн). Общая численность работающих в компании превышает 13 тыс. человек [23].

Четвертое место в рейтинге занимает «Востсибуголь». Уголь сбывается на ОАО «Иркутскэнерго», предприятиях Приангарья и других регионах страны. В структуре находятся 7 угольных разрезов, обогатительная фабрика (мощность переработки 4.5 млн тонн угля в год) и ремонтный завод. Добываются угли марок 2БР, 3БР, Д, СС, Ж, Г, ГЖ с общими запасами в 1.1 млрд тонн, из которых 0.5 млрд. тонн – каменный уголь, 0.6 млрд тонн – бурый уголь. Количество сотрудников – 5 тыс. человек [24].

Компания «Южный Кузбасс» замыкает пятерку лидеров угольной отрасли России и функционально входит в состав холдинга «Мечел» (на балансе 3 шахты, 3 разреза и 4 обогатительных фабрики). Балансовые запасы угля составляют около 1.7 млрд тонн [25].

Данную модель развития угольного сектора экономики можно представить в виде следующих основных взаимосвязанных блоков:

- ресурсно-технологическое обеспечение производства, включающее в себя объем и качество угольных запасов, горно-геологические и горнотехнические условия их извлечения с учетом инвестиционных ресурсов и трудового потенциала, основных особенностей месторождения и его логистической составляющей;

- системный блок аналитически обоснованных нормативов затрат материальных, трудовых, финансовых ресурсов и ожидаемых технико-экономических результатов.;

- блок предварительного анализа необходимого производственного ресурсного обеспечения с выделением необходимой степени детализации;

- блок сводных технико-экономических показателей в натуральном и стоимостном выражении;
- блок реализации продукции на угольной основе на внешнем и внутреннем рынках;
- бюджетный блок, включающий составляющие всех видов деятельности и соответствующих бюджетов;
- блок сводных экономических расчетов и экономической оценки производственно-хозяйственной деятельности предприятия.

Следует отметить объективные и субъективные предпосылки создания доминирующего положения ВИНК в угольном секторе экономики РФ [26].

1. Возможность реализации процесса снижения эксплуатационных затрат на производство единицы продукции, что связано, в первую очередь, с большими объемами производства и наличием объемного фонда разведанных и находящихся на балансе промышленных запасов.

2. Поддержка ВИНК со стороны государства, что объясняется формированием стратегической энергетической безопасности страны.

3. Свободная логистическая и экспортная составляющая, что позволяет значительно диверсифицировать страховые риски.

Следует отметить, что наряду с явными достоинствами вертикальной интеграции существует ряд недостатков этой формы стратегии развития угольного сектора экономики, которые нивелируют их положительные стороны и аспекты влияния в целом на конкурентоспособность российской экономики: - к ним можно с полным основанием отнести следующие:

1. Снижение ресурсной базы разведанных запасов, вследствие превышения объемов добычи над объемами ввода в эксплуатацию новых месторождений. Благоприятные тенденции роста чистой прибыли и объема выручки вертикально-интегрированных угольных компаний в большей части обусловлены благоприятной ценовой конъюнктурой на внешнем и внутренних рынках, а не расширением их функциональной деятельности. Сравнительно большие объемы запасов российских ВИНК по сравнению с запасами аналогичных структур в развитых угледобывающих странах напрямую снижают мотивацию и объем инвестиций в проведение геологоразведочных работ на новых участках. По экспертным оценкам ведущих аналитиков, на современном этапе недропользования у крупных российских угольных компаний в структуре себестоимости 1т угля на

проведение геологоразведочных работ расходуется менее 1 %, в то время как у аналогичных западных – более 5 %.

2. Основным экспортной составляющей является угольный концентрат, направление получения продукции на угольной основе с высокой добавленной стоимостью развивается очень медленными темпами.

3. Использование морально устаревшего отечественного горношахтного оборудования с высоким уровнем износа снижает эффективность добычи и коэффициент извлечения угля, формирует низкий уровень промышленно-экологической безопасности.

4. Политика выборочной отработки месторождений и отдельных участков с высоким уровнем рентабельности и низкими эксплуатационными издержками привело к образованию большого числа брошенных участков, разработкой некоторых из них вынуждены заниматься малые компании с низкими технико-экономическими показателями, а большая часть консервируется до лучших времен.

5. В ряде случаев олигополия в форме монополии позволяет ВИНК осуществлять ценовой диктат как при реализации продукции, так и при ее покупке у малых компаний, которые не имеют своих перерабатывающих мощностей.

6. Производственно-хозяйственная деятельность российских ВИНК характеризуется высоким уровнем энергопотребления (в 2-3 раза превышающим зарубежные действующие аналоги).

7. Достижение предельных значений роста транспортных издержек на доставку угля потребителям (логистическая составляющая).

С учетом вышеизложенного и значительных конкурентных преимуществ российских ВИНК приходится констатировать, что они не в полной мере работают на конкурентоспособность нашей экономики в силу наличия отдельных негативных составляющих.

Сопоставляя основные достоинства и недостатки ВИНК в угольной отрасли следует отметить, что при наличии значительных конкурентных преимуществ, крупные российские ВИНК пока не могут создать и реализовать технологические преимущества внутри и за пределами этих компаний, а пользуются создавшейся макроэкономической обстановкой и благоприятным отношением государства. Для создания положительных тенденций требуется развитие углепереработки и создание высокой добавленной стоимости, строительство и модернизация углеперерабатывающих заводов и заводов,

выпускающих отечественную горнодобывающую технику соответствующей надежности и конкурентоспособности, разработку и внедрение новых технологий.

Констатируя вышеизложенное, можно отметить, что для угольных компаний вертикальная интеграция явно уменьшает издержки транзакций и обеспечивает контроль над полным производственным циклом – от очистного забоя до потребителя, а создание региональных монополий способствует только подавлению малого и среднего бизнеса в этой сфере данного региона, в то время как в целом доля малого бизнеса в России составляет лишь 12 - 13%, а в США и Канаде – 55 %. В то же время общепризнано, что в условиях глобализации и усиливающейся международной конкуренции устойчивость российской экономики, в том числе и проблема взаимоотношений крупного и малого бизнеса во многом зависит от способности каждого региона быть конкурентоспособным.

### **2.3. Кластерный подход – как новая форма развития угледобывающих предприятий**

В последнее время сложилось преобладающее мнение, что основным конкурентом вертикальной интеграции является кластерный подход [27,28,29], в соответствии с которым конкурентоспособность конкретного угольного региона напрямую связана с наличием на его территории многофункциональных шахтосистем (кластера взаимосвязанных угледобывающих и углеперерабатывающих предприятий).

Под кластером понимается территориально локализованная совокупность угледобывающих и углеперерабатывающих предприятий, которые в результате своего взаимодействия наряду с сопутствующими организациями и учреждениями эффективно реализуют конкурентные преимущества данного угольного региона. В то же время можно интерпретировать кластер как особым образом организованное пространство, которое создает и реализует предпосылки для успешного развития крупных фирм, малых предприятий, предприятий поставщиков, объектов инфраструктуры, высших учебных заведений, научно-исследовательских центров, и других организаций. Таким образом в кластере формируется и достигается синергетический эффект на основе взаимовыгодного сотрудничества.



*Рис. 2.2 - Основные положения кластерной теории*

Основополагающее понятие «кластер» было введено Майклом Портером в 1990 г. в работе «Конкурентные преимущества стран» [30]. Майкл Портер произвел классификацию промышленных кластеров по виду интеграции и сложности структуры, рис.2.2.

С точки зрения организационной структуры производственный кластер представляет собой агломерацию вертикально-интегрированных предприятий, крупных фирм или корпораций.



*Рис.2.3 – Испанский кластер*

Одним из первых в мире регионов, применившим в своей экономической политике кластерный подход, была Страна Баск (Basque) в Испании [31], рис.2.3. В период тяжёлого экономического кризиса её традиционных отраслей промышленности — производства стали и судостроения руководители государственных и частных отраслей промышленности использовали данный подход для изменения своей экономической траектории.

Десятилетие спустя регион стал одним из самых богатых в Испании, и ВВП на душу населения достиг среднеевропейского уровня. Мировой опыт кластеризации представлен на рис. 2.4.



Рис. 2.4 – Мировой опыт кластеризации

Более чем в 80 % случаев органы власти активно помогают развитию кластеров.

В соответствии с данными Финского института экономических исследований все кластеры классифицируются следующим образом [32]:

- с высокоэффективной структурой (характеризуется интенсивной конкуренцией и сотрудничеством между внутренними и внешними участниками кластера);

- со стабильной структурой (характеризуется стабильным производственным потенциалом с активным внутрикластерным взаимодействием);

- с потенциальной структурой (характеризуется фрагментированной структурой с интенсивным развитием);

- с неявной структурой (характеризуется существованием независимых кластерных структур с явной нехваткой устойчивых коммуникативных взаимосвязей).

В общепринятом смысле кластерам присущ ряд принципиальных характеристик, причем некоторые из них являются превалирующими при формировании многофункциональных шахтосистем (кластеров) [33].

1. Обеспечение конкурентоспособности. Данная характеристика оценивается индикаторами конкурентоспособности, в качестве которых могут быть использованы: уровень производительности угледобывающих предприятий, организаций и учреждений, входящих в функциональную структуру кластера; экспортный уровень продукции и услуг; технико - экономические показатели деятельности (индекс рентабельности, чистый дисконтированный доход, внутренняя норма доходности, дисконтированный срок освоения капитальных вложений и др.). Данный аспект в качестве конкурентных преимуществ в обязательном порядке должен подкрепляться должным уровнем разведанных и промышленных запасов, людских ресурсов (в том числе и со специальными профессиональными знаниями), наличием надежных поставщиков комплектующих горнодобывающей и специализированной техники с обязательным наличием дилерских центров по ее обслуживанию, наличием специализированных учебных и научных заведений высшего и профессионального образования, способных проводить НИОКР, наличием необходимой инфраструктуры и логистической составляющей и др. В качестве индикатора конкурентных преимуществ может

использоваться уровень привлеченных иностранных инвестиций в функциональную структуру кластера.

2. Территориальная увязанность и концентрация функциональных компонентов кластера. Данный аспект необходим для обеспечения должного взаимодействия и быстрого реагирования на возмущающие воздействия. В качестве индикатора может рассматриваться показатель, характеризующий уровень концентрации кластера.

3. Наличие эффекта «критической массы». Данный аспект предполагает наличие в функциональной структуре многофункциональной шахтосистемы (кластера) различных структурных подразделений (добывающих, перерабатывающих, обслуживающих, обучающих и др.), причем все они в процентном соотношении должны быть строго увязаны друг с другом. В качестве индикаторов могут использоваться показатели, характеризующие уровень занятости в структурных подразделениях, входящих в кластер, количество структурных подразделений, входящих в кластер. Данный аспект в обязательном порядке должен подкрепляться наличием рабочих связей и координацией действий между структурными подразделениями кластера (формализованные взаимоотношения между базисной компанией и поставщиками горнодобывающего оборудования, высшими учебными заведениями и научно-исследовательскими институтами на основе взаимовыгодного сотрудничества в рамках совместных НИОКР и реализации образовательных научных программ, логистическими и экспортными организациями и др.), что предполагает координацию деятельности по продвижению товарных продуктов на углеродной основе на существующие и вновь осваиваемые рынки.

### **Достоинства кластеров перед вертикальной интеграцией**

Выбор той или иной модели развития угольного сектора экономики в той или иной мере зависит от сопоставления системы достоинств и недостатков, присущих им, поэтому имеет смысл более подробно остановиться на этом аспекте (табл. 2.4.).

Таблица 2.4. - Сравнительный анализ моделей развития угольного сектора экономики

№№	Критерии оценки	Вертикально-интегрированная модель	Кластерная модель
1 2	Целевая направленность функционирования Вид функциональной структуры	Однонаправленная специализация (разведка, строительство, добыча, реализация)	Многонаправленная специализация (разведка, строительство, добыча, создание многопрофильных предприятий по углепереработке, создание связей со смежными отраслями и т.д.)
2	Вид функциональной структуры	Централизованная в рамках функциональной деятельности	Координированная в рамках функциональной деятельности автономных предприятий и организаций
3	Конкурентоспособность	Обеспечивается только одной функциональной структурой	Обеспечивается функциональной структурой базисного предприятий и дополнительной функциональными структурами сопряженных предприятий и организаций
4	Внедрение инноваций	В ограниченных масштабах, так как требуются специальные производственные подразделения	В функциональной структуре кластера присутствуют научные подразделения и организации, которые в должной мере обеспечивают в максимально сжатые сроки внедрение инноваций
5	Оценка эффективности функционирования модели	Система производственно-технических и социально-экономических показателей работы угольной отрасли	Система индикаторов кластерной модели, конкурентоспособных преимуществ плюс дополнительные индикаторы развития угольного региона, на территории которого располагается кластер

6	Государственная поддержка	В силу давно сложившейся формы модели и с учетом того, что уголь является стратегическим видом сырья государство оказывает существенную поддержку и интересы ВИНК учитываются при принятии решений на государственном уровне	Как сравнительно новая форма развития данная модель еще не в полной мере обеспечивается государственной поддержкой
7	Налогообложение	В соответствии со ставками федеральных законов по налогообложению	Начальная фаза развития модели предусматривает льготные ставки налогообложения
8	Ценообразование	Осуществление ценового диктата в силу олигополии и монополии при реализации угля	Ценовая политика складывается с учетом внутренних и внешних факторов функционирования и лишена резких колебаний
9	Взаимодействие с малым и средним бизнесом	ВИНК весьма неохотно сотрудничают с данными структурами, нередко осуществляя прямой диктат в производственных и экономических областях	Кластерная модель активно реализует сотрудничество с малым и средним бизнесом на взаимовыгодных условиях
10	Техническое оснащение	Высокий износ горнодобывающего оборудования и ограниченные инвестиции не дают возможности в полной мере переоснаститься надежным и высокопроизводительным импортным горнодобывающим оборудованием с высоким ресурсом	Наличие в структуре кластера собственных мощностей по производству горнодобывающего оборудования и высокая степень рентабельности функционирования модели позволяют довольно эффективно решать данную проблему

Отдельные аспекты сравнения показывают доминирующее положение кластерной формы развития угледобывающих предприятий, причем основное преимущество формализуется на основе следующих составляющих [34]:

– многофункциональные шахтосистемы (кластеры), которые в основе функциональной структуры имеют разнородные компании и организации по добыче и углепереработке, объединенные по территориальному признаку, создают и реализуют предпосылки для повышения конкурентоспособности

региона и выведения его на качественно новый производственно-технический и социально-экономический уровень;

– эффективность функционирования кластеров формируется за счет синергетического эффекта, что обеспечивает реализацию возможности инновационного развития (внедрение новых технологий) и формирования новых наукоемких подразделений угольного производства, обеспечения экспортной составляющей, повышения занятости населения региона; - причем синергетический эффект на базе диверсификации возникает в результате ситуации, когда на основе интеграции отдельных производств формируется возможность более эффективного использования материальных, трудовых и финансовых ресурсов.

Учитывая вышеизложенное, следует констатировать, что правомерность реализации подхода создания регионального топливно-энергетически-углеперерабатывающего кластера (многофункциональной шахтосистемы) основана на привлечении действующей вертикально-интегрированной компании (базисной составляющей) с профильными и непрофильными участниками, базирующихся на территории данного угольного региона.

Таким образом, при построении многофункциональной шахтосистемы (регионального кластера) следует учитывать следующие составляющие и основополагающие принципы:

– для создания действующей модели многофункциональной шахтосистемы (заявленного топливно-энергетического кластера регионального значения) авторами предлагается в качестве ядра кластера заявить действующую вертикально интегрированную угольную компанию регионального значения (угледобывающее предприятие);

– «Профильные компоненты кластера» – предприятия различного типа и различной формы собственности, деятельность которых напрямую связана с обеспечением функционирования «ядра», непосредственно относящиеся к ТЭК полностью (предприятия угольного машиностроения, энергокоммуникационные комплексы и др.);

– «Непрофильные компоненты кластера» – предприятия, деятельность которых опосредованно связана (не напрямую) с функционированием объектов «ядра» (финансовые, научные организации, управляющие компании);

– отдельные объекты кластера, напрямую не входящие в его структуру, но крайне необходимые для процесса полноценного функционирования с должной технико-экономической эффективностью (потребители отдельных видов продукции, поставщики и обслуживающие вспомогательные организации на основе аутсорсинга).

С целью увеличения степени конкурентоспособности продукции на углеродной основе необходимо интегрировать базовый компонент (уголь) на новые направления его переработки в местах добычи: - так для примера использование современных технологий и технических средств позволяют получать из угля более 130 видов химических исходных продуктов, которые затем трансформируются в конечные 5 тысяч видов продукции, при этом их цена в десятки и сотни раз превышает стоимость первоначального сырья. Например, если тонна рядового угля стоит 1,3 тыс. рублей, то полукокса 10,5 тыс. рублей, а сорбента (в зависимости от сорта) от 60 до 150 тыс. руб., рис.2.5. [35].



*Рис.2.5. – Цепочка добавленной стоимости*

Внутренняя структура многофункциональных шахтосистем (инновационных кластеров) в настоящее время может формироваться с учетом следующих вспомогательных производств [36, 37]:

- предприятия, в основе функциональной структуры которых заложены технологии углехимии,
- предприятия, в основе функциональной структуры которых заложены технологии коксохимии,
- предприятия, в основе функциональной структуры которых заложены технологии улавливания, каптирования, утилизации и переработки метана;
- предприятия, в основе функциональной структуры которых заложены технологии улавливания низкопотенциальной теплоты шахтных вод, вентиляционных струй, горного массива;

- предприятия, в основе функциональной структуры которых заложены технологии производства углеродных материалов;
- предприятия, в основе функциональной структуры которых заложены технологии получения электроэнергии (углегазоэлектрические комплексы);
- предприятия, в основе функциональной структуры которых заложены технологии газификации и гидрогенезации;
- предприятия, в основе функциональной структуры которых заложены технологии извлечения попутных полезных компонентов, переработки техногенных отходов и использования технологического подземного пространства;
- предприятия, в основе функциональной структуры которых заложены технологии когенерации и тригенерации нетрадиционных ресурсов горного производства.

Направления переработки угольной продукции представлены на рис. 2.6.

Основные результирующие технико-экономические показатели функционирования многофункциональных шахтосистем формируются под воздействием синергетического эффекта, в основе которого лежит цепочка формирования добавленной стоимости. При реализации некоторых видов производств стоимость 1т конечного продукта в сотни раз превышает стоимость 1т исходного. Так стоимость 1т углеродных сорбентов может достигать 3.0 млн руб., а 1т углеродного волокна - более 1.5 млрд руб. По предварительным расчетам общая рентабельность многофункциональных шахтосистем с учетом различных вспомогательных производств может достигать 500-600%.

С учетом этого, формирование кластера на основе вертикальной интеграции позволяет понизить себестоимость товарной продукции угольных предприятий, способствует повышению устойчивости производства и сбыта, позволяет получить конкурентные преимущества в области производства, поставок сырья, сбыта, ценообразования и т.д.; позволяет повысить чувствительность предприятия к рыночным колебаниям, а в конечном итоге создание многофункциональных шахтосистем (кластеров) формирует входные барьеры для вступления предприятия в высокотехнологичные и высокоприбыльные отрасли промышленности.

## Направления использования угля

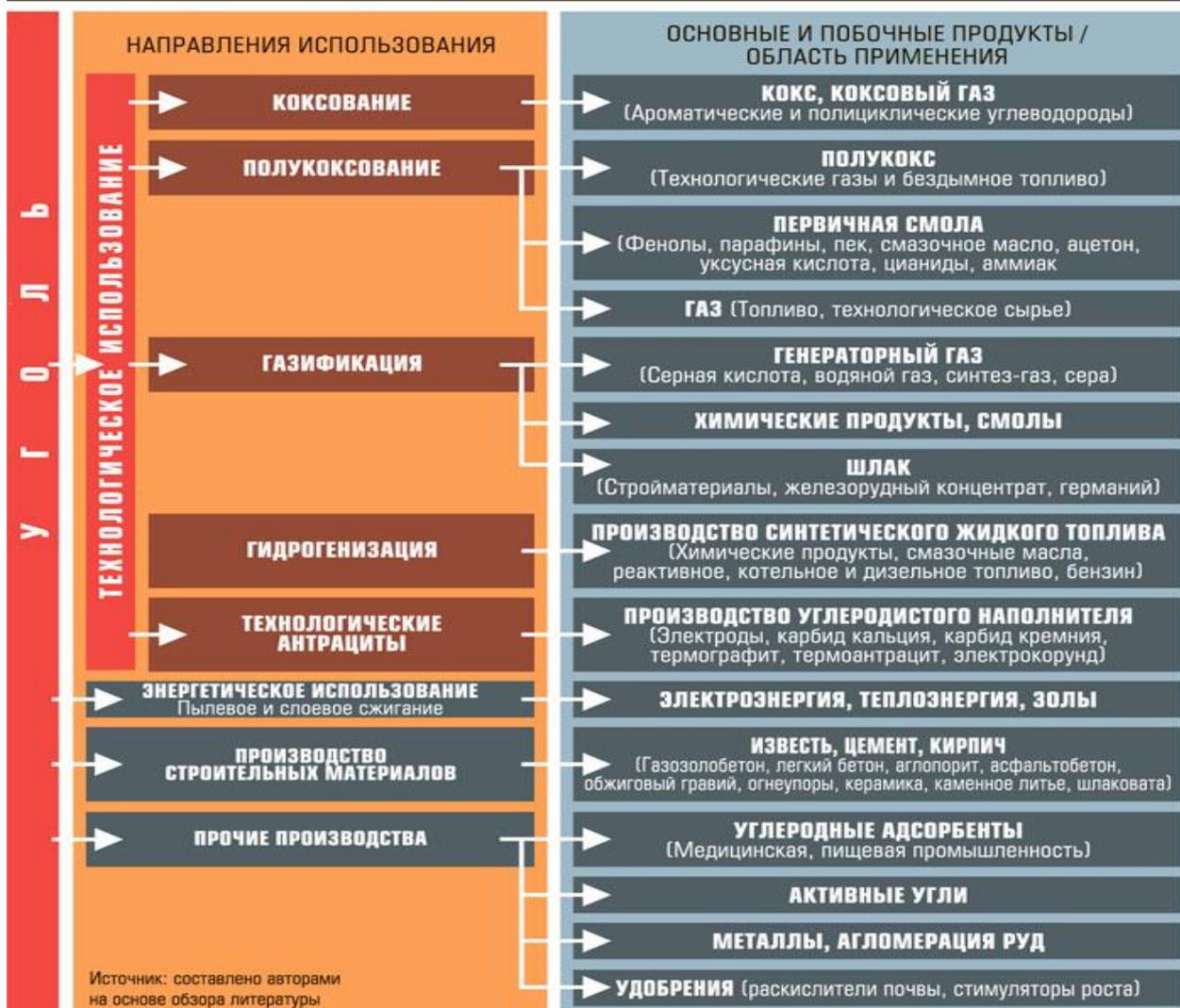


Рис.2.6 – Направления переработки угольной продукции

## ВЫВОДЫ

1. Формирование кластерных функциональных объединений на базе вертикально-интегрированных структур позволяет снизить эксплуатационные издержки на выпуск товарной продукции угольных предприятий, способствует повышению устойчивого развития горного производства, позволяет повысить уровень конкурентоспособности продукции на угольной основе, а в конечном итоге создание многофункциональных шахтосистем (кластеров) формирует входные составляющие для вступления предприятий в высокотехнологичные и высокоприбыльные отрасли промышленности. При этом необходимо более полно использовать все инновационные возможности эффективной модернизации российской экономики, интеграции, взаимосоотрудничества и тесного взаимодействия блока образования, науки и

производства в единой интегрированной системе, что является основной составляющей поступательного развития угольной отрасли как ключевой отрасли национального хозяйства, так и экономики страны в целом.

2. Основопологающей предпосылкой формирования высокоэффективной организационно-экономической модели многофункциональной шахтосистемы является оптимальный уровень производственной мощности базового элемента (угольной шахты), увязанный со строго пропорциональными зависимостями производственных мощностей вспомогательных производств, реализующих экологически чистые угольные технологии с должным уровнем синергического эффекта.

3. Основной стратегической и актуальной целью совершенствования и трансформации функциональной структуры шахтного фонда угольных компаний является разработка алгоритмической составляющей моделирования создания многофункциональных шахтосистем, включая процесс управления инвестиционными ресурсами по критериям инвестиционной привлекательности, при этом в основе сопоставления лежит постулат сравнения с эталонными (максимально достигнутыми) показателями проектов, реализованными в последнее время с учетом последних достижений научно-технического прогресса.

### **ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА ПРОЦЕДУРЫ ФОРМИРОВАНИЯ БАЗОВЫХ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ШАХТОСИСТЕМ (АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ СТРУКТУРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ УГОЛЬНЫХ ШАХТ)**

#### **3.1. Технологические схемы извлечения, утилизации и рационального использования метана на основе когенерационных технологий**

Мировая апробация проектов с использованием угольного метана показывает, что наиболее перспективными являются те, которые реализуют направление использования когенерационных установок на основе такого базового компонента, как газопоршневые двигатели. Данная технология направлена на комбинированное производство электроэнергии и тепла с использованием автономных газопоршневых двигателей и системы рекуперации тепла, в которой задействована энергия охлаждающей воды и отработанных газов, которая используется для нужд централизованного теплоснабжения различных потребителей. Стоит отметить, что современные двигатели Стирлинга позволяют достичь электрического КПД более 40%, а в когенерационном цикле с учетом утилизации тепла выхлопных газов суммарный КПД будет составлять более 90% [38].

Общепризнанным перспективным направлением использования угольного метана является его переработка в химической промышленности. Из него можно получить сажу, аммиак, водород, метанол, азотную кислоту, ацетилен, формалин и другие производные, которые являются основой для производства различного рода пластмасс и искусственного волокна [39]. В Китае функционирует крупный сажевый завод, в качестве сырья потребляющий 150 тыс. куб. м/сут. газа-метана с угольной шахты, что дает ему возможность производить более 10 т сажи в месяц. В Японии сформирован ряд предприятий, где из угольного метана получают аммиак и карбамид.

Следует отметить, что с развитием научно-технического прогресса области утилизации угольного метана расширяются, что предопределяет разработку новых эффективных способов его переработки и использования.

На настоящий период развития техники и технологии различные технологические схемы рационального использования некондиционного ( $\text{CH}_4 < 25\%$ ) шахтного метана и отработанной вентиляционной струи ( $\text{CH}_4 < 0,75\%$ )

для выработки тепловой и (или) электрической энергии реализуются в обязательном порядке с использованием процесса флегматизации взрывоопасной смеси продуктами сгорания или воздуха [40] (таблица 3.1., 3.2.).

Таблица 3.1 - Флегматизация и разбавление воздухом метано-воздушных смесей

Исходная смесь	Флегматизация				Разбавление
	Флегм, в смеси с возд., %	СН <sub>4</sub> <sup>Ф</sup> , в смеси с флегм. и возд., %	ВКП, %	НКП, %	
СН <sub>4</sub> ВМВС, %					СН <sub>4</sub> <sup>В</sup> в смеси с флегм. и возд., %
30	0	30	15	5	15
25	12,1	25,3	13,6	5,4	12,06
24	17,66	22,7	12,8	5,4	10,68
22	22,7	20,48	11,9	5,4	9,3
21,8	22,92	20,3	11,8	5,4	9,25
21	26,1	19,5	11,3	5,4	8,5
20	28,1	18,7	10,9	5,4	7,94
19,5	29,9	18,2	10,6	5,4	7,6
19	31,7	17,5	10,2	5,4	7,1
18,5	32,7	16,9	10	5,4	6,6
18	35	16	9,9	5,4	6,5
16,5	40	15,2	9,1	5,4	
14,4	46,5	12,9	7,2	5,8	
14,2	47,5	12,8	6,9	5,9	
14	48	12,7	6,5	6,5	
13,4	53,5	11,1			
12,8	58,6	9,4			
12	65,4	7,1			
11,5	69,7	5,5			
11,1	71,9	4,7			
10,5	75,1	3,6			
10,3	77,2	2,7			
10,2	77,6	2,4			
10	78,2	2,4			

Таблица 3.2 - Время выхода на стационарный режим газогенератора, ч

Теплопотери, %	Масса загруженных углеводородных отходов угледобычи, кг			
	50	100	200	400
15	0,26	0,52	1,0	1,6
24	0,31	0,6	1,2	1,9
40	0,5	1,05	2	2,75

При этом концентрационные пределы воспламенения метано-воздушной смеси без разбавителей равны 5-15% СН<sub>4</sub> [41]. Утилизация смесей с содержанием СН<sub>4</sub> 2,5-25% представляет техническую проблему, учитывая безопасный транспорт таких смесей по газопроводам. Совершенно очевидно,

что необходимо превращать горючие смеси во взрывобезопасные, исключать переход нормального режима горения в дефлаграционный и детонационный взрывные режимы горения и взрыва. В ряде работ были выполнены экспериментальные исследования концентрационных пределов воспламенения МВС при добавке в них инертных разбавителей, которыми служили влажные ( $18,94\% \text{H}_2\text{O} + 71,59\% \text{N}_2 + 9,47\% \text{CO}_2$ ) и сухие ( $88,32\% \text{N}_2 + 11,68\% \text{CO}_2$ ) продукты стехиометрического сгорания МВС. Концентрация метана во флегматизированной МВС более чем в 2 раза превышает соответствующее значение ВКПВ, что согласуется с требованием СНиП 2.04.08-87 об исключении возможности воспламенения горючей смеси. Соблюдение указанного условия позволяет безопасно транспортировать флегматизированную МВС от источника ее добычи до энергетической установки. В энергетической установке флегматизированная смесь превращается в воспламеняемую добавлением необходимого количества одного из двух компонентов – газообразного топлива либо воздуха, обеспечивая получение составов, располагаемых внутри полуострова воспламенения. В ряде зарубежных стран (США, Австралия и др.) данным способом добываются значительные объемы газа (около 60 млрд м<sup>3</sup> в США), что говорит о его перспективности. При отсутствии природного газа дефлегматизация осуществляется добавлением определенного количества воздуха, добавлением синтез-газа, получаемого в газогенераторах, а также разделением газовых смесей с выделением топливной составляющей.

**Дефлегматизация воздухом.** Полученная зависимость состава флегматизированной МВС, превращенной в горючую добавками при начальном содержании метана в пределах 18-25%, располагается внутри полуострова воспламенения. Количество флегматизатора, необходимое для разбавления исходной МВС при каждой начальной концентрации метана, и количество дополнительного воздуха для дефлегматизации представлено в табл. 3.1. МВС флегматизируется (разбавляется) инертными газами, превращается в невоспламеняемую, транспортируется по трубопроводам до энергетической установки, где сжигается, превращаясь в воспламеняемую в результате добавления определенной порции окислителя – воздуха. При содержании метана в смеси менее 18% флегматизация возможна, однако последующая процедура – дефлегматизация добавлением воздуха нереализуема из-за наличия балласта. Такие смеси могут быть превращены в горючие только за счет дополнительного количества топлива.

**Флегматизация метано-воздушных смесей воздухом.** При содержании метана  $< 18\%$  МВС может утилизироваться по следующей схеме. МВС разбавляется отработанный вентиляционной струей воздуха ( $< 0,75\% \text{CH}_4$ ) либо воздухом до состава с содержанием метана  $< 2,5\% \text{CH}_4$  и используется в качестве дутья в энергетической установке. Результаты флегматизации МВС переменного состава воздухом представлены в табл. 3.2.

**Дефлегматизация МВС синтез-газом.** Превращение метано-воздушной смеси, флегматизированной воздухом, в воспламеняемую может быть осуществлено добавлением синтез-газа в количестве, зависящем от начального состава МВС.

Обычно используется синтез-газ состава  $\text{C}_{10,74}\text{H}_{7,5}\text{S}_{0,024}\text{O}_{12,97}\text{N}_{46,77}$ , где числа около каждого из элементов (С - углерод, Н - водород, S - сера, О - кислород, N - азот) указывают на количество грамм-атомов в килограмме топлива. Энтальпия синтез-газа равна - 832,6 кДж/кг. Данный синтез-газ получается в результате воздушной конверсии каменного угля Кузнецкого бассейна состава  $\text{C}_{71,02}\text{H}_{49,61}\text{S}_{0,16}\text{O}_{4,38}\text{N}_{1,57}$  с энтальпией, равной - 6578,3 кДж/кг.

Первой установкой получения синтез-газа является рекуперативный газогенератор [42]. В газогенераторе при утилизации твердого углеводородного топлива при нагревании до 700-1200 К последовательно протекают реакции полукоксования, коксования, неполного горения. Состав синтез-газа и его калорийность зависят от вида дутья, качества топлива и условий проведения процесса.

Частота вариации содержания метана в каптируемой МВС влияет на способ ее использования вблизи граничного значения 18%. Смесь с содержанием от 25 до 18%  $\text{CH}_4$  используется как газовое топливо, при снижении содержания метана - как дутье. Для газоиспользующих агрегатов необходим постоянный источник газового топлива. При стационарно работающем газификаторе, вырабатывающем синтез-газ, переход с МВС на синтез-газ происходит со временем срабатывания электромагнитных клапанов, что не отражается на работе газоиспользующих агрегатов. Если газификатор работает периодически, время его запуска и время выхода на стационарный режим должны учитываться при переходе с МВС на синтез-газ. Исследования показали, что наименьшей инерционностью обладает рекуперативный газификатор, позволяющий регулировать время прогрева загружаемой массы, температуру процесса газификации и состав синтез-газа. При воздушной

конверсии угля максимальная калорийность синтез-газа достигается при коэффициенте расхода воздуха  $a = 0,5$ , теплоте сгорания  $3940 \text{ кДж/кг}$ , составе синтез-газа:  $\text{H}_2 = 8,57\%$ ,  $\text{CO} = 23,48\%$ ,  $\text{N}_2 = 61,84\%$ ,  $\text{CO}_2 = 4,83\%$ ,  $\text{H}_2\text{O} = 1,14\%$ ,  $\text{H}_2\text{S} = 0,057\%$ ,  $\text{CH}_4 = 0,08\%$ .

Преимуществом данной схемы является возможность утилизировать топливо, различающееся составом и калорийностью. Первоначальный разогрев газифицируемой массы осуществляется газовыми горелками, а при выходе на стационарный режим - рекуперацией тепла. Образующийся в первой зоне синтез-газ без потери своего теплового потенциала сгорает во второй зоне.

**Утилизация.** Утилизация шахтного метана осуществляется с использованием технических устройств различного типа, функциональное устройство которых реализует производство вторичных видов энергии: тепло (котельные установки, воздухонагреватели), тепло и электроэнергия (двигатели Стирлинга), тепло, электроэнергия и холод (тригенерационные установки) и др.

При утилизации метана существует основное отличие кондиционного состава МВС, - при процентном содержании метана в пределах  $18-25\%$  МВС является топливом, а при содержании метана менее  $2,5\%$  - дутьем. Здесь очень важно подчеркнуть, что разброс температур и удельное тепловыделение при периодических изменениях содержания метана в дутье в пределах  $0,75-2,5\%$  вызывают режимы неустойчивого горения.

Получение тепла и электроэнергии реализуют двигатели Стирлинга, в основе которых лежит поршневой принцип действия с обязательным внешним подводом теплоты от любого стороннего источника. Реализуется закрытый контур рабочего тела, что гарантирует постоянный химический состав во время работы при наличии эффективного регенератора. В некоторых случаях реализуется обратный цикл Стирлинга, определяющий режимы теплового насоса и холодильной установки.

**Подготовка газа.** Данная процедура связана со  $100\%$ -ой влажностью газа, наличием капельной влаги, угольной и минеральной пыли. Традиционные технологии подготовки природного газа, основаны на абсорбционных схемах понижения точки росы газа по влаге с использованием гликолей достаточно дороги в использовании. Более экономичными являются эжекторы и вихревые трубы.

**Разделение газовых смесей.** МВС относится к газовым смесям сложного состава и в настоящее время их разделение возможно с помощью криогенной технологии, короткоцикловой адсорбции и молекулярных сит, что обязательно требует реализации стадии компрессии. Негативные моменты данной процедуры в настоящее время снимаются с использованием в качестве изотермического компрессора газожидкостного струйного аппарата, а разделительную функцию реализует мембранная установка. Данная технология разделяет поток некондиционной МВС с содержанием метана 18-25% на два потока, в одном концентрация метана будет доведена до 40-60% (кондиционная смесь), а другой поток с низким содержанием метана используется как дутье.

Общепризнанное мнение ведущих отечественных и мировых специалистов агрегируется в обобщенную концепцию, в основе которой лежит постулат, что решить проблему эффективного использования шахтного метана в настоящее время может только применение когенерационных технологий [43]. В качестве примера можно привести проект компании «Синапс», реализованный в рамках СНГ на шахте им. А. Ф. Засядько (г. Донецк) [44].

Экономическая эффективность инвестиционных проектов извлечения, каптирования, утилизации и использования шахтного метана формируется за счет следующих основополагающих составляющих: 1) изменение тарифов на электро- и теплоэнергию, 2) изменение себестоимости (общепроизводственных затрат на добычу угля), 3) изменение размера экологических платежей за выбросы метана, 4) изменение цены на единицу сокращенных выбросов. При существующих объемах дегазации в 500 млн. кубометров (эквивалент углекислого газа - 7 млн. тонн CO<sub>2</sub>) с учетом официальных бюджетных и экономических составляющих Киотского протокола обеспечивается привлечение до 140 млн. евро прямых инвестиций в снижение парникового эффекта. Часть положительного экономического эффекта от утилизации шахтного метана формируется за счет более рационального использования угольных ресурсов в части формирования тенденции снижения себестоимости добычи угля. Данный эффект формируется за счет перераспределения общепроизводственных затрат между двумя видами продукции на углеродной основе: углем и шахтным метаном. Укрупненные расчеты показывают снижение себестоимости добычи угля на шахтах в зависимости от конкретных условий на 3-4%, что увеличивает

рентабельность и долю прибыли на единицу продукции при постоянных ценах реализации.

По мнению ведущих мировых аналитиков и экспертов в данной области прогресс в этом направлении будет неуклонно развиваться и с учетом временного прогнозного тренда к 2020 г. мировая добыча метана из угольных пластов достигнет 100–150 млрд куб. м/год, а к 2050 году может достигнуть 470–600 млрд куб. м/год, что составит 15–20% мировой добычи природного газа.

### **3.2. Когенерация нетрадиционных (альтернативных) тепловых ресурсов горного производства**

Горнодобывающие предприятия в результате своей производственно-хозяйственной деятельности могут поставлять не только полезные ископаемые (уголь, угольный метан), но и тепловую энергию. Ее источниками являются:

- геологические структуры горного массива, а также приповерхностный грунт, которые передают свой тепловой потенциал обратным шахтным водам и исходящим вентиляционным воздушным струям;

- оборотные воды систем охлаждения (компрессоры, вентиляторы, подъемники и др.);

- хозяйственно-бытовые воды;

- шахтные котельные;

- отвалы горных пород.

Температура вмещающих пород на глубинах (800-1400 м) может достигать 40-50°C, - с учетом теплового фактора и довольно протяженной сети подземных горных выработок (70 – 120 км), угольные шахты с этой точки зрения можно рассматривать как объект с возобновляемым энергетическим ресурсом. Топологическую сеть горных выработок и путей фильтрации подземных вод в этом случае можно рассматривать как теплообменник, где в условиях естественной среды происходит теплообмен между следующими составляющими: порода, шахтная вода и рудничный газ. Аналитические расчеты показывают: тепловой поток с 1.0 м<sup>2</sup> грунта равен 10 Вт, с 1 км<sup>2</sup> шахтного поля - 10 МВт, что равнозначно сгоранию 10,5 тыс. т условного топлива. Исходя из расчетов, низкопотенциальная теплота в пределах шахтного поля может равняться мощности одного блока атомной электростанции.

Ежегодно в Кузбассе откачивается и сбрасывается из шахт в гидрографическую речную сеть более 950.0 млн м<sup>3</sup> шахтных вод с температурой в точке сброса (в любое время года) плюс 15- 25°С. С учетом этого впустую в окружающую среду выбрасывается огромный объем низкопотенциальной теплоты - более 15.0 ГДж.

Попутно необходимо отметить следующее. Для откачивания шахтных вод на горнодобывающих предприятиях Кузбасса эксплуатируются около 750 главных и 2300 участковых водоотливных установок. Парк водоотливных насосов различных типов превосходит 8000 единиц, из них не менее 3000 - на главном водоотливе. В процессе их работы расходуется более 2 млрд. кВт ч электроэнергии, на отдельных предприятиях удельный вес водоотливной составляющей достигает 30% общего объема энергопотребления. В последние годы наблюдается тенденция существенного увеличения мощности водоотливных насосов до 1,6 МВт, а суммарная мощность приводов достигает 12 МВт, что влияет на себестоимость добываемого угля. Поэтому вопрос снижения затрат на водоотливные комплексы на шахтах является актуальным.

Не менее значим следующий источник низкопотенциальной теплоты. Ежеминутно одна вентиляционная установка выбрасывает в атмосферу от 3.5 до 20.0 тыс. м<sup>3</sup> шахтного воздуха с температурой плюс 15-25 °С с большой кинетической энергией, которая в практическом плане не востребована.

Как показывает практический опыт, в настоящее время значительные нетрадиционные энергетические ресурсы горного производства, способные покрыть потребность шахт в тепловой энергии (для нагрева больших количеств воды в АБК, обогреве помещений и других нужд), остаются практически невостребованными. Тепловое снабжение предприятий горной промышленности по-прежнему осуществляется в основном, с использованием угольных котельных. В качестве исходного сырья используется каменный уголь, их работа характеризуется низким КПД и довольно высоким уровнем эксплуатационных затрат. Ежегодное потребление угля в котельных составляет от 2000 до 8000 т угля, причем выбросы составляют от 10.0 до 50.0 тыс. м<sup>3</sup>/год диоксида углерода, причем одновременно формируется значительное количество шлаков.

Для извлечения летучей золы шахтных котельных, как правило, применяются сухие инерционные пылеуловители, которые не улавливают летучую золу с дисперсным составом меньше 10 мкм, а эффективность их не

превышает 70 - 85%. Остаточная запылённость после циклонов составляет 0,4 - 0,7 г/м, что не удовлетворяет санитарным нормам.

Вместе с тем, необходимость снижения зависимости экономики от внешнего рынка заставляют обратить внимание на потенциал нетрадиционных источников энергии и включение их в энергооборот.

Решение этой задачи целесообразно осуществлять на основе технологических схем комплексного использования потенциала системы для производства электро- и теплоэнергии с помощью тепловых насосов, которые повышают энергетическую эффективность горных предприятий, а следовательно, и их экономические показатели [45].

Тепловой насос (ТН) – техническое устройство, которое извлекает аккумулированную энергию из различных источников, переносящее и трансформирующую её в энергию с более высокими температурами.

По принципу действия тепловые насосы выпускают трёх типов: термоэлектрические тепловой мощностью до 10 кВт, парокompрессионные до 500 кВт и абсорбционные тепловой мощностью до 4000 кВт.

Для угольного производства, с точки зрения адаптивности, наиболее перспективны только абсорбционные тепловые насосы (АБТН), которые обладают следующими преимуществами: обеспечивают должный уровень экологической безопасности; пожаро- и взрывобезопасности; при их работе отсутствуют динамические нагрузки на фундамент; легко поддаются автоматизации, обладают большой единичной мощностью, отличаются длительным сроком службы (свыше 15 лет), незначительным потреблением электроэнергии, отсутствием экологически опасных рабочих веществ.

Эффективность геосистемы теплоснабжения характеризуется тепловым коэффициентом трансформации, который показывает во сколько раз больше производится тепловой энергии по сравнению с затраченной электрической (или механической):

$$K=Q/A \quad (3.1)$$

где Q – количество теплоты, используемой испарителем теплового насоса, МДж/кг; A – работа, затрачиваемая на сжатие фреона в компрессоре теплового насоса, МДж/кг с помощью электроэнергии (или механической энергии) МДж/кг. Этот коэффициент зависит от температуры источника теплоты.

Коэффициент полезного действия у АБТН до 90%, что выше, чем у водогрейной котельной, у которой КПД составляет 80%. В частности,

использование шахтных вод в качестве источника теплоты может решить проблему шахтных угольных котельных, закрыть их или перенести в резервные.

С этой целью и повышения тем самым эффективности теплоснабжения угольной промышленности ведутся активные поиски моделей и алгоритма оптимизации эколого-энергетических параметров теплоснабжения угольной шахт. Одой из таких перспективных моделей с утилизацией низкопотенциальной теплоты тепловыми насосами является предложенная д.т.н. Закировым Д.Г. [46]. На рис. 3.1 представлен алгоритм оптимизации энергетических и экологических параметров сформированной с учетом этого системы теплоснабжения угольной шахты, а на рис.3.2 показана функциональная структура системы теплоснабжения, которая реализует этот алгоритм.

В установке трансформация тепловой энергии с низкого температурного уровня на более высокий, необходимый потребителю, осуществляется путём отбора теплоты с помощью испарителя ТН источника низкотемпературной энергии и передачи её через конденсатор в систему отопления и горячего водоснабжения через компрессор. При этом электроэнергия затрачивается только на работу компрессора ТН. В испарителе установки может подаваться низкопотенциальная теплота от разных источников.

В конденсатор ТН для нагрева подаётся холодная вода (ХВ), либо химически очищенная вода (ХОВ), в зависимости от способа подключения к системе отопления. Так как шахтные воды загрязнены взвешенными веществами, то утилизация теплоты этих потоков требует создания теплообменных аппаратов. Кроме того, в регламенте должно быть предусмотрено предотвращение отложений на теплопередающих поверхностях.

Таким образом, описанная функциональная модель, реализующая процесс снабжения теплом угольной шахты на основе утилизации низкопотенциальной теплоты шахтных вод и хозяйственных стоков позволяет, в конечном итоге, регулировать уровень замещения тепловых ресурсов, подаваемых в систему теплоснабжения от котельной, и тем самым оптимизировать экономические и экологические параметры системы теплоснабжения угольной шахты.

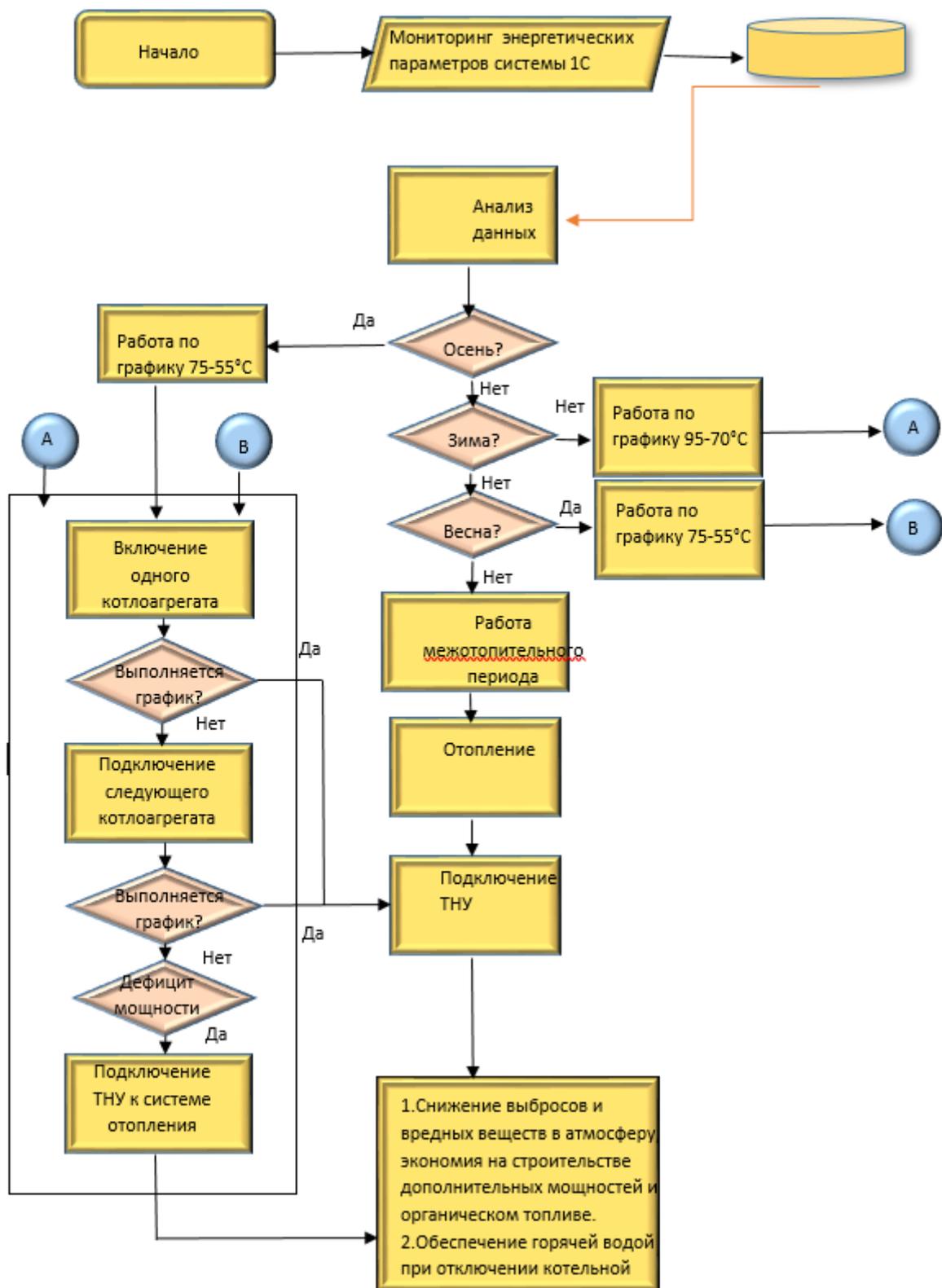
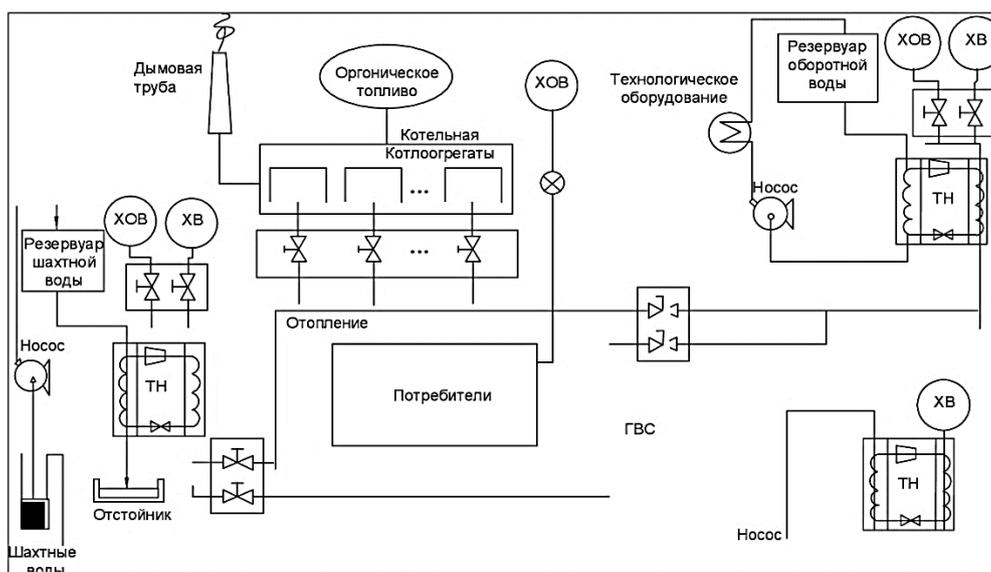


Рис.3.1. - Алгоритм оптимизации энергетических и экологических параметров системы теплоснабжения угольной шахты



*Рис. 3.2. - Функциональная объектная модель системы теплоснабжения угольной шахты с тепловыми насосами*

При утилизации теплоты шахтной воды ТН - установка мощностью 100 – 120 кВт позволяет получить около 60% воды температурой 45 °С, например, на нужды горячего водоснабжения административного здания. При использовании нескольких насосов можно увеличить теплопроизводительность технологической схемы, т.е. полностью отключить шахтную котельную в межотопительный период, что кроме экономического будет иметь большой экологический эффект - в летнее время окружающая среда вокруг шахты не будет загрязняться твёрдыми и газообразными выбросами котельной. Это означает, что на шахтах можно создавать технологические комплексы утилизации низкопотенциальной теплоты шахтной воды мощностью порядка 2,5-3 МВт для покрытия круглогодичной нагрузки системы горячего водоснабжения и обеспечения базовой нагрузки отопления. Следует также отметить возможность производства тепловыми насосами в летнее время холодной воды температурой 4-6 °С для кондиционирования воздуха, что увеличивает коэффициент использования установок.

Применяемые установки с тепловыми насосами характеризуются в целом следующими преимуществами по сравнению с традиционными источниками теплоснабжения:

- экономичностью - для передачи в городскую систему отопления 1 кВт тепловой энергии насосу необходимо затратить 0,2 - 0,35 кВт электроэнергии;
- экологической чистотой - насос не создаёт вредных выбросов в атмосферу;

- коротким сроком окупаемости — затраты на установку окупаются в среднем за 1,5-3 года, благодаря низкой себестоимости тепловой энергии. Срок эксплуатации до капитального ремонта 10-15 лет.

Целесообразным представляется и использование тепловых насосов для реализации процесса утилизации низкопотенциальной теплоты рудничного воздуха. Отбор теплоты при этом осуществляется с помощью теплообменников с низкотемпературными трубами, которые устанавливаются вдоль движения потока.

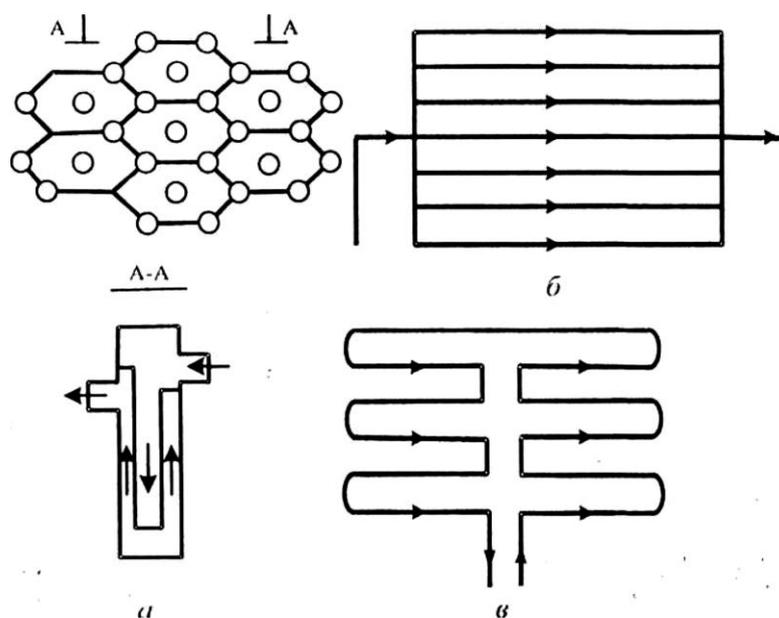
Помимо тепловой энергии рудничного воздуха, предполагается использование кинетической энергии воздушных потоков (вентиляционных струй) путём её преобразования в электрическую с помощью ветроэнергетической установки, размещаемой на выходе потока из шахты в вентиляционном канале за вентилятором.

На основе использования возможностей теплонаносного цикла возможно осуществлять (по предложению Табаченко Н.М.) [47] отбор аккумулированной энергии пород горного массива. Для этого рекомендуется обустроить скважинные теплообменники вертикальной формы с глубиной заложения 10-20м и более. В геосистеме с большим количеством вертикальных породных труб их можно располагать по сотовой форме, имеющей вид шестиугольника (рис. 3.3 а).

Шаг между трубами породной геосистемы, сооружаемой в горных выработках, определяется имеющейся площадью, его можно принимать 0,5-2м. При сотовой сетке скважинные теплообменники размещают по углам и в центре шестиугольника, что существенно повышает потенциал аккумулируемой в породе силовой энергии. Можно создать массив аккумулирования с высокой температурой. Вертикальные сотовые теплообменники состоят из тесно расположенных труб разного диаметра, вставленных одна в другую. Увеличить потенциал аккумулируемой в породе энергии можно при организации встречно-направленных тепловых потоков. Холодный теплоноситель движется сверху вниз по внутренней трубе, а снизу вверх горячий по межтрубному кольцевому пространству. Породные или

грунтовые теплообменники обычно изготавливают из полиэтиленовых или стальных бесшовных труб.

В настоящее время в России вновь разворачиваются научно-исследовательские работы по использованию скважинной подземной газификации угля (СПГУ), которая заключается в бурении скважин с поверхности, розжиге угольного пласта, нагнетании окислителя для горения угля, получении искусственного генераторного газа, поступающего по скважинам на поверхность [48].



*Рис. 3.3. - Схемы расположения теплообменников: а – вертикальный скважинный породный куст сотовой формы; б и в - грунтовые горизонтальные прямоугольной и змеевидной форм*

Его температура составляет 600-900 °С. Целесообразно использовать энергетический потенциал образующихся продуктов газификации путем создания геосистемы с включением в нее ТН-установок. Для этого рекомендуется направлять газ в теплообменник для утилизации теплоты и получения горячей воды в баке-аккумуляторе теплоты. Горячий теплоноситель через тепловые насосы поступает далее в коммунальную систему теплоснабжения.

Особый практический интерес для реализации энергосберегающих технологий представляет комплекс, который формируется из возможностей нескольких альтернативных составляющих получения энергии, особую перспективность при этом имеет сочетание газификации угля (СПГУ) и системы скважинных вертикальных теплообменников на базе теплонаносного

цикла. Сформированная таким образом геосистема реализует цикл производства электрической, тепловой и механической энергии. На рис. 3.4. показана схема производства энергоносителей на базе СПГУ и теплоты недр Земли [49].

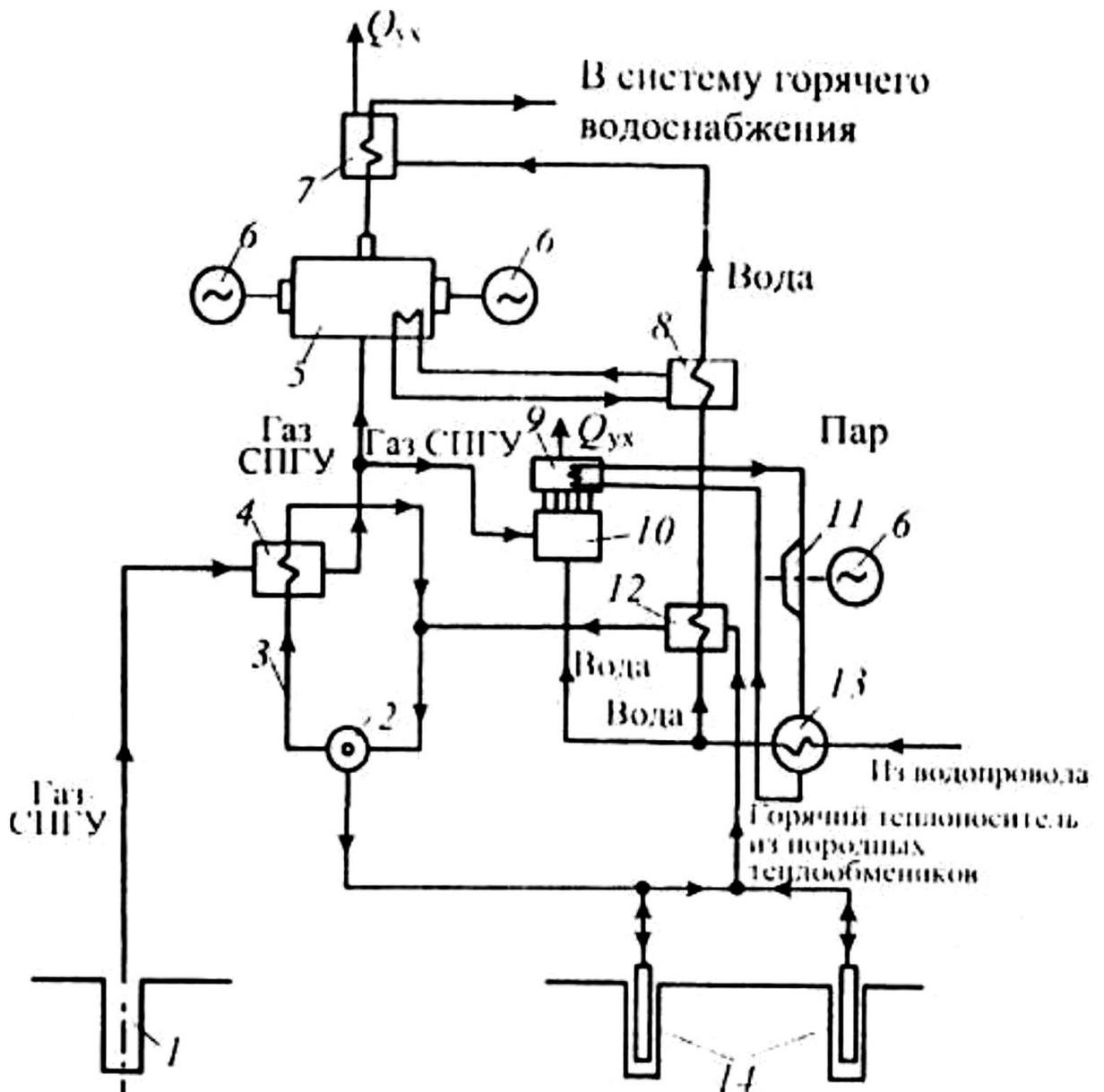


Рис 3.4. - Схема альтернативной когенерационной геосистемы энергосбережения: 1 - скважина подземной газификации угля; 2 — потребители тепловой энергии; 3 — контур теплосети системы отопления; 4 — утилизатор теплоты газов СПГУ; 5 — свободнопоршневой газовый двигатель; 6 — электрические генераторы; 7 утилизатор теплоты выхлопных газов; 8 — теплообменник системы водяного охлаждения свободнопоршневого газового двигателя; 9 — теплоутилизатор-испаритель; 10 — водогрейный котел; 11 - паровая турбина; 12 - теплонасосная установка; 13 — водяной конденсатор; 14 — скважинные шахтные породные теплообменники.

Принцип работы представленной когенерационной геосистемы основан на следующем. Горячий генераторный газ, полученный в результате подземной газификации перемещается к поверхности по эксплуатационной скважине 1 и попадает в устройство утилизатора теплоты. В нем обратная сетевая вода, которая циркулирует в контуре теплосети системы отопления 3 подогревается до определенной температуры. Тепло, передаваемое обратной сетевой воде, служит для предварительного ее нагрева. Требуемые параметры работы контура в теплосети 3 достигаются путем дополнительного использования теплоты вмещающей породы. В горных выработках по сотовой форме формируются кусты рабочих скважин-теплообменников 14. Вода, циркулирующая в системе отопления от конечных потребителей 2 направляется в скважинные породные теплообменники, где нагревается и поступает в испаритель ТН-установки 12, где, в свою очередь, нагревает холодную воду, поступающую из водопровода.

Одновременно происходит и подпитка сетевой воды, что повышает ее температуру в контуре системы отопления 3. Суммарная теплота утилизатора 4 и теплонасоса 12 формирует температуру воды до 80°C. По теплотрассам 3 она поступает в общую обогревательную систему 2, которая поддерживает температуру в обогреваемых помещениях не ниже 18°C, при этом температура горного массива даже в зимней период не падает ниже 20—40°C.

После теплоутилизатора 4 газ СПГУ разделяется для сжигания на два потока. Основная часть направляется на газопоршневой двигатель 5 для производства электрической энергии с помощью генераторов 6.

Второй поток используется для подогрева воды в котлоустановке 10 до появления пара в теплоутилизаторе-испарителе 9 и выработки электроэнергии турбогенератором 11, а также для подогрева сетевой воды в водяном конденсаторе 13.

Продукты сгорания котла 10 в теплоутилизаторе 9 проходят процесс охлаждения до 80-100°C. В процессе подогрева воды для системы горячего водоснабжения сетевая вода частично подогревается в ТП-установке 12, а окончательный нагрев воды происходит с использованием теплоты выхлопных газов газопоршневого двигателя 5 с помощью водяного теплообменника 8 и газового утилизатора 7.

Фрагмент описанной схемы рис. 3.4, может быть использован в другом аспекте, а именно для повышения эффективности работы шахтной котельной

выстраивается когенерационная геосистема энергоснабжения путем надстройки теплоутилизатора испарителя в комплекте с турбогенератором.

В состав фрагмента входят: водогрейный котел – 10, теплоутилизатор-испаритель 9, паровая турбина 11, электрогенератор 6 и водяной конденсатор 13.

По этой схеме можно вырабатывать электро- и теплоэнергию в объемах, достаточных для удовлетворения собственных потребностей предприятий либо для продажи населенным пунктам.

Построение когенерационной геосистемы энергоснабжения на базе шахтной котельной путем надстройки теплоутилизатора-испарителя в комплексе с турбогенератором позволит поднять коэффициент полезного использования топлива почти до 45-50% в паротурбинном цикле и до 80-90% в теплофикационном, увеличить выработку электроэнергии турбогенератором без роста расхода топлива и улучшить экологическую обстановку окружающей среды.

Прибыль предприятия с когенерационными технологиями формируется за счет снижения себестоимости собственных энергоносителей (в 2—3 раза ниже).

Основным привлекательным моментом данных когенерационных технологий является энергетическая независимость от постоянно растущих государственных тарифов на электроэнергию и тепло.

В ближайшей перспективе тепловые насосы могут стать основным средством отопления зданий.

Практика промышленно развитых стран показывает, что системы энергосбережения, оснащенные ТН-установками, имеют большой коэффициент использования первичной энергии грунта или горных пород. Система централизованного энергосбережения становится все менее конкурентоспособной с децентрализованным производством электро-и теплоэнергии.

### **3.3. Углекислотная. Технологические схемы переработки дешевых энергетических углей с использованием инновационной технологии TERMOKOKS**

В базис данной экологически безопасной технологии положена комплексная концепция промышленного производства электроэнергии и дефицитных коксовых продуктов металлургического назначения из углей энергетических марок (бурые, длиннопламенные, газовые).

В качестве входных компонентов используются уголь и воздух, а в качестве выходных формируются среднетемпературный кокс и горючий газ без смолистых и других вредных веществ.

В основу технологии положена разновидность газификации летучих компонентов угля, т.е. реализуется автотермический принцип нагрева угля (без внешнего теплоносителя) [50]. Задействован нестационарный эффект "обратной тепловой волны" (смещение фронта горения против потока при определенных режимах подачи дутья). в слое газифицируемого угля. Инновационный аспект данного эффекта заключается в том, что составляющие пиролиза оказываются в зоне горения и реализуется процесс "огневого обезвреживания", т.е. полностью расщепляются  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$  и  $H_2O$ .

Принципиальная схема технологии представлена ниже. Для обеспечения эффективного горения воздух подается снизу (дутье), а сам фронт горения формируется сверху (температура во фронте горения  $\sim 900^\circ C$ ). При определенных режимах горения за фронтом формируется слой углеродсодержащего остатка – среднетемпературный кокс. На выходе технологической схемы производится горючий газ, содержащий  $CO$ ,  $H_2$ ,  $CH_4$  и балластные газы без примесей различных смол, бензапирена и других токсикантов (рис.3.5.).

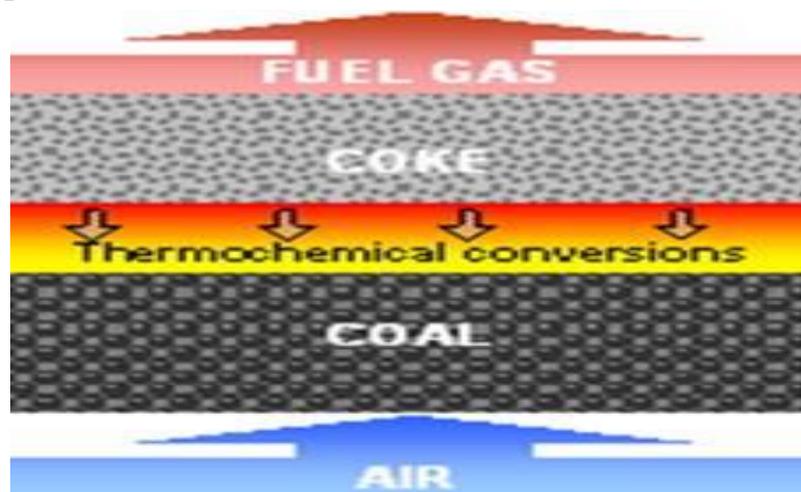
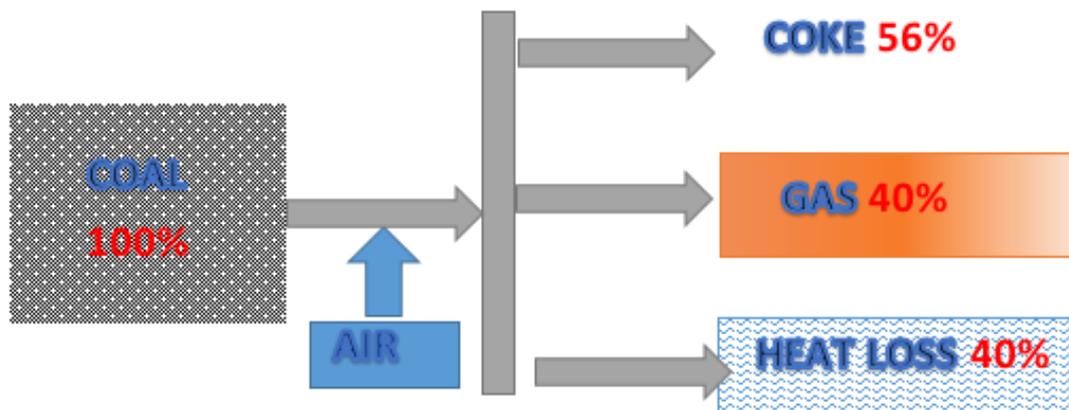


Рис. 3.5. - Технологическая схема процесса "обратной тепловой волны"

Энергетический баланс технологии «Термококс» выглядит следующим образом: - 60% теплоты сгорания содержится в полученном коксе и 40% – в полученном горючем газе (коэффициент полезного использования энергии угля составляет 96%) (рис.3.6).

Технология не требует привлечения дополнительных систем газоочистки и реализации процесса каталитического дожигания оксида углерода, что

составляет основную отличительную черту от всех существующих технологий коксования. Действующее производство среднетемпературного кокса, блок газификаторов представлено на рис.3.7.



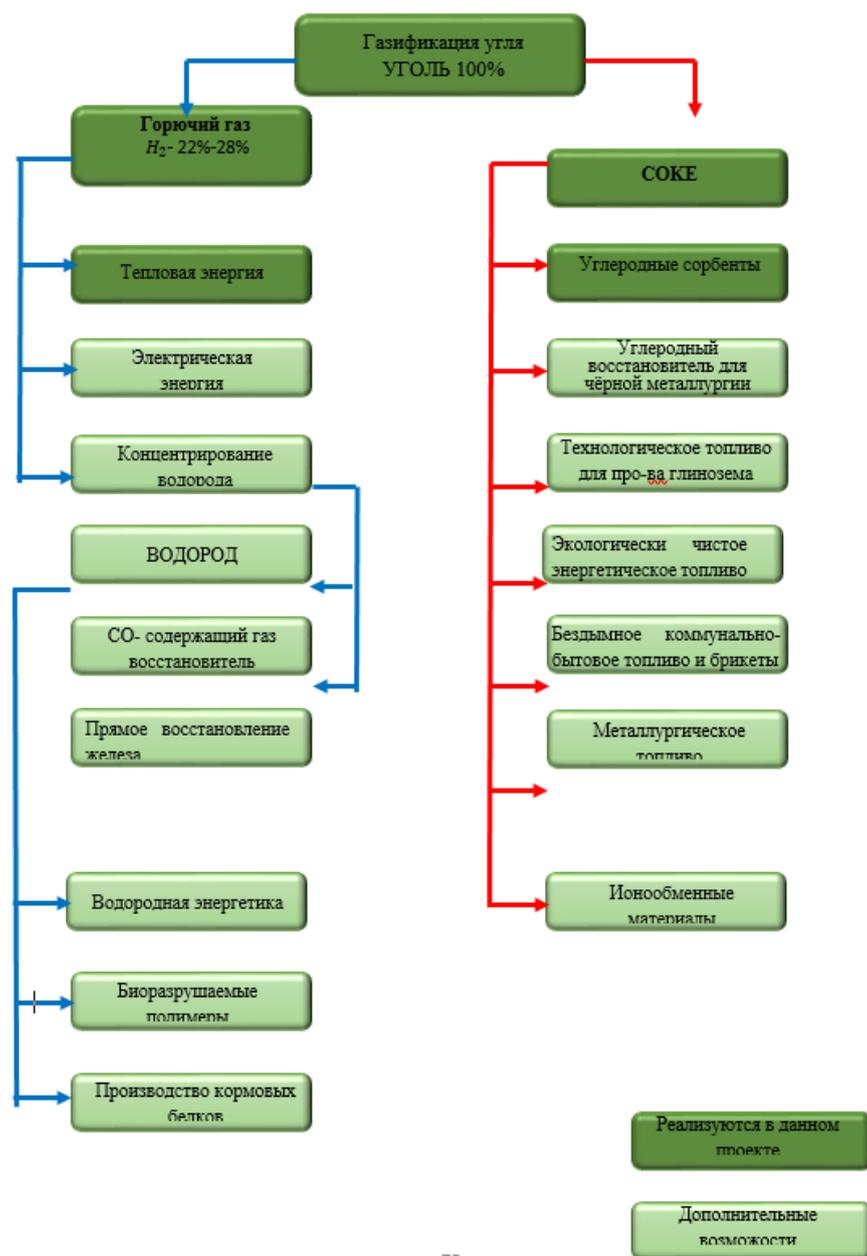
*Рис.3. 6. - Энергетический баланс технологического процесса*



*Рис.3.7. - Действующее производство среднетемпературного кокса, блок газификаторов*

Для реализации технологии TERМОКОКС подходят неспекающиеся угли любых марок с широким спектром получения конечных твердых угольных продуктов: среднетемпературного кокса, бездымного топлива, углеродных сорбентов, сульфоугля, карбюризаторов. Основные конечные продукты с их характеристиками представлены ниже, рис.3.8.

Основные качественные показатели каменноугольного и бурогоугольного среднетемпературного кокса представлены в таблицах 3.3., 3.4.



78

Рис.3.8. - Конечные продукты технологии TERMOKOKS

Таблица 3.3. - Основные качественные показатели бурого угольного кокса

Наименование показателя	Норма для марок СК-О	Норма для марок СК-М
Внешний вид	Частицы неправильной формы, серо-черного цвета	Зерна неправильной формы, серо-черного цвета
Зольность на рабочую массу, %, не более	14	18
Массовая доля летучих веществ на сухую беззольную массу, %, не более	6	6
Массовая доля общей влаги, %, не более	5	5

Остаток на сите 10 мм, %, не менее	85	-
Остаток на сите 10 мм, %, не более	-	10
Массовая доля серы, %, не более	0.5	0.5
Структурная прочность, %, не менее	65	-
Насыпная плотность, г/дм <sup>3</sup>	0,6	0,65
Низшая теплота сгорания на рабочую массу, Мдж/кг (ккал/кг), не менее	27,2 (6500)	26,4 (6300)

Таблица 3.4. - Основные качественные показатели каменноугольного кокса

Наименование показателя	Норма для марок	
	СК-О	СК_М
Внешний вид	Частицы неправильной формы, серо-черного цвета	Зерна неправильной формы, серо-черного цвета
Зольность на рабочую массу, %, не более	14	18
Массовая доля летучих веществ на сухую беззольную массу, %, не более	6	6
Массовая доля общей влаги, % не более	5	5
Остаток на сите 10 мм, % не менее	85	-
Остаток на сите 10 мм, % не более	-	10
Массовая доля серы, %, не более	0,5	0,5
Структурная прочность, %, не менее	65	-
Насыпная плотность, г/дм <sup>3</sup>	0,6	0,65
Нисшая теплота сгорания на рабочую массу, МДж/кг (ккал/кг), не менее	27,2 (6500)	26,4 (6300)

### Горючий газ

При реализации технологического процесса из 1 тонны исходного угля образуется 1400-1800 м<sup>3</sup> газа (основные компоненты азот и водород) с теплотой сгорания 700-1000 ккал/м<sup>3</sup> в зависимости от режима термообработки (температура газа до 300С).

Примерный состав сухого газа:

CO	12.2%	N2	49.5%
H <sub>2</sub>	22.2%	CH <sub>4</sub>	1.6%
CO <sub>2</sub>	14.4%	H <sub>2</sub> S	0.05%

Калорийность сырого газа  $3.5 \text{ МДж/м}^3$ , сухого  $4.0 \text{ МДж/м}^3$ .

Горючий газ без предварительной очистки находит применение для сжигания в газовой турбине или котле и одноступенчатого синтеза метанола с последующим энергетическим использованием неконвертированного газа.

### Тепловая и электрическая энергия

Некоторые из схем получения тепловой и электрической энергии представлены ниже, рис.3.9, 3.10.

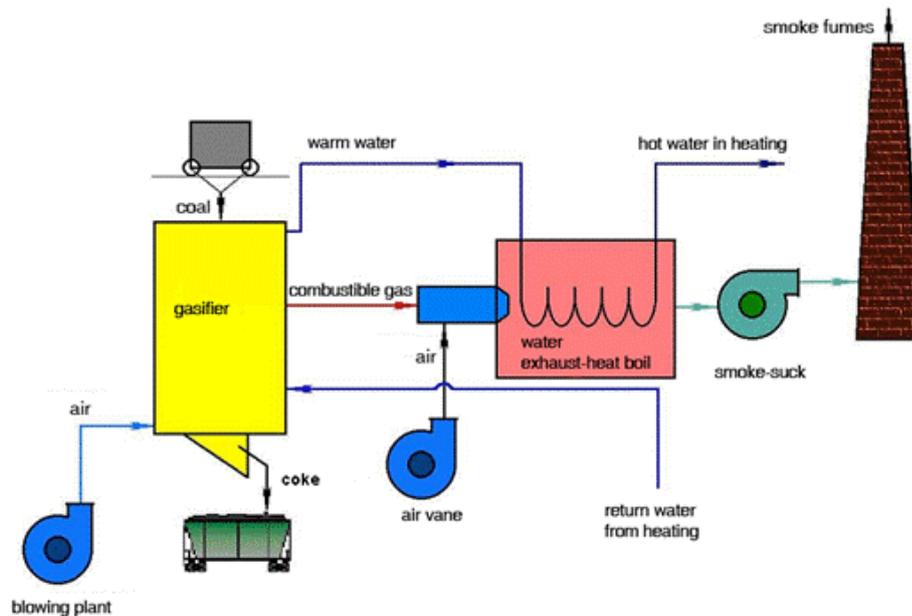


Рис.3.9 - Технологическая схема комбинированного производства среднетемпературного кокса и тепловой энергии (горячей воды)

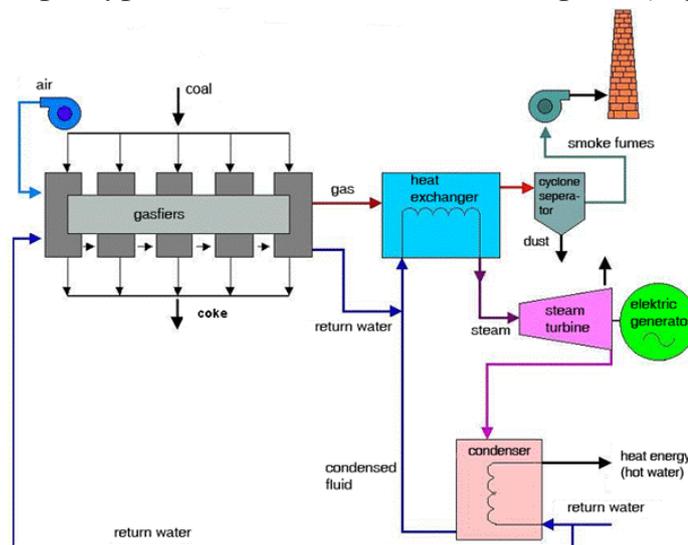


Рис.3.10. - Технологическая схема производства среднетемпературного кокса, электрической и тепловой энергии с использованием котла-утилизатора и паровой турбины

Технологическая схема производства среднетемпературного кокса

Технологическая схема реализует следующие процессы и операции:

Каменный уголь с угольного склада с использованием автотранспорта (см. рис.3.11.) или ковшевого погрузчика доставляется в приемный бункер (поз.1). Далее транспортером (поз.2) подается на дробилку (поз.3), где измельчается до (-)50мм и подается на решетку грохота (поз.4), где происходит процесс разделения угольной массы на классы (-)10мм и (+)10мм. Класс (-)10мм с использованием элеватора (поз.5) попадает в накопительный бункер (поз.6) и с помощью автотранспорта доставляется в отдельный бург на складе для реализации. Класс 10-50мм с помощью ленточного транспортера (поз.7) перемещается в накопительный бункер (поз.8) и используется в дальнейшем для получения среднетемпературного кокса. Из накопительного бункера (поз.8) угольная масса посредством шнековых транспортеров (поз.9) попадает в загрузочную камеру газификатора (поз.10).

Следует отметить, что при наличии и использовании сортового угля стадии дробления и разделения угля на классы исключаются.

Генеральный план поверхности формируется участком размером 100x200м, общей площадью 2га, на котором размещаются склад угля, блок аппаратов-газификаторов, воздуходувная станция, склад готовой продукции и транспортные галереи.

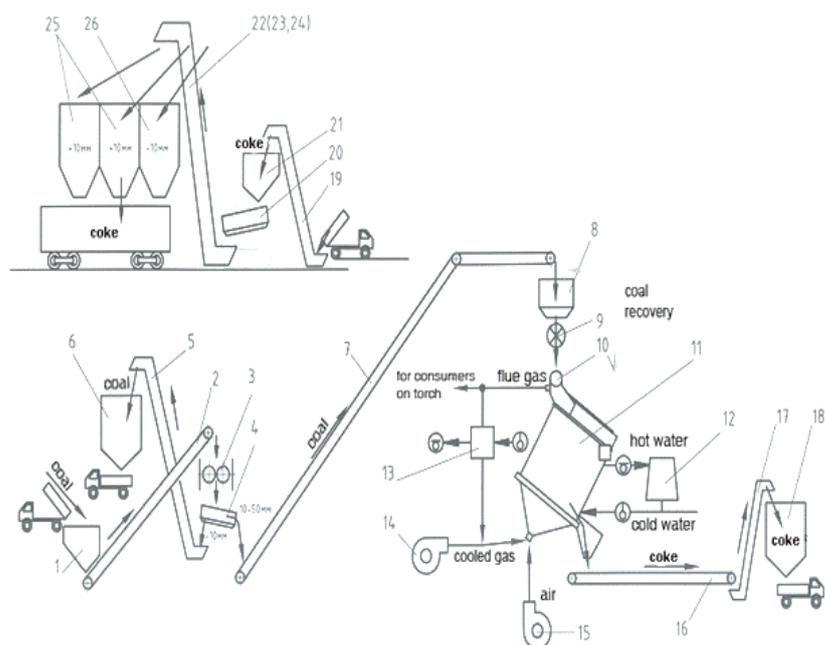
Потребителями продуктов, получаемых по технологии TERMOKOKS являются, в основном, электротермические производства черной металлургии, а также:

- производства, реализующие процессы обжига сырья (агломерации руды, производство цемента, извести и др.);

- производства, технологический процесс которых требует наличия высококалорийного топлива с пониженным выходом вредных летучих компонентов;

- предприятия, генерирующие тепловую и электрическую энергию, ТЭЦ и т.п.;

- потребители и производства, которым необходим дешевый водород.



*Рис.3.11. - Технологическая схема производства среднетемпературного кокса*  
 Developed by: webdesign.tria.lv

Расчетные показатели, характеризующие экономическую эффективность проекта выглядят следующим образом:

Внутренняя норма доходности (internal rate of return) IRR - 43%

Период окупаемости, лет (payback period) PB - 1.8 – 1.9.

### **3.4. Моделирование функциональной структуры инновационных угледобывающих предприятий с использованием нечетких когнитивных карт и систем поддержки принятия проектных решений**

Обоснование, выбор и оптимизация функциональных структур многофункциональных шахтосистем имеет ряд специфических аспектов, которые необходимо учитывать при процедуре оптимизации. Во-первых, технологические системы многофункциональных шахтосистем отличаются многооперационностью и взаимосвязанностью функционирования подсистем, входящих в нее, поэтому все происходящее внутри системы необходимо рассматривать с позиций системного и комплексного подходов. Во-вторых, как правило, отсутствует полная и достоверная информация о динамике происходящих рабочих операций и процессов, что в конечном итоге формирует стохастическую степень неопределенности и риска при осуществлении производственно-хозяйственной деятельности. В – третьих,

построение количественных математических моделей, формально описывающих те или иные производственные процессы всегда связано с определенными затруднениями, что связано в основном с нестационарностью самих процессов и сложными законами распределения функциональных характеристик.

Вышеизложенное диктует необходимость учета аспекта рассмотрения и обеспечения устойчивого функционирования и развития функциональных структур многофункциональных шахтосистем – sustainable development. Наиболее подходящее формальное определение устойчивости применительно к технологическим системам многофункциональных шахтосистем можно формализовать в следующей интерпретации: «устойчивость – это способность системы функционировать в состояниях, близких к равновесным, в условиях постоянных внешних и внутренних возмущающих воздействий».

В результате проведенного анализа выявлены наборы методов, позволяющих решить задачи описания устойчивого технологического экономического развития системы, диагноза состояния, оценки финансовых и инвестиционных ресурсов, развитие производственной сферы, что позволило сформировать укрупненную классификацию методов моделирования (рис.3.12) [51]. Данная классификация позволяет рассмотреть последовательность методов на разных стадиях изучения технологической системы и этапах принятия решений; она отображает взаимосвязь и взаимовлияние методов.

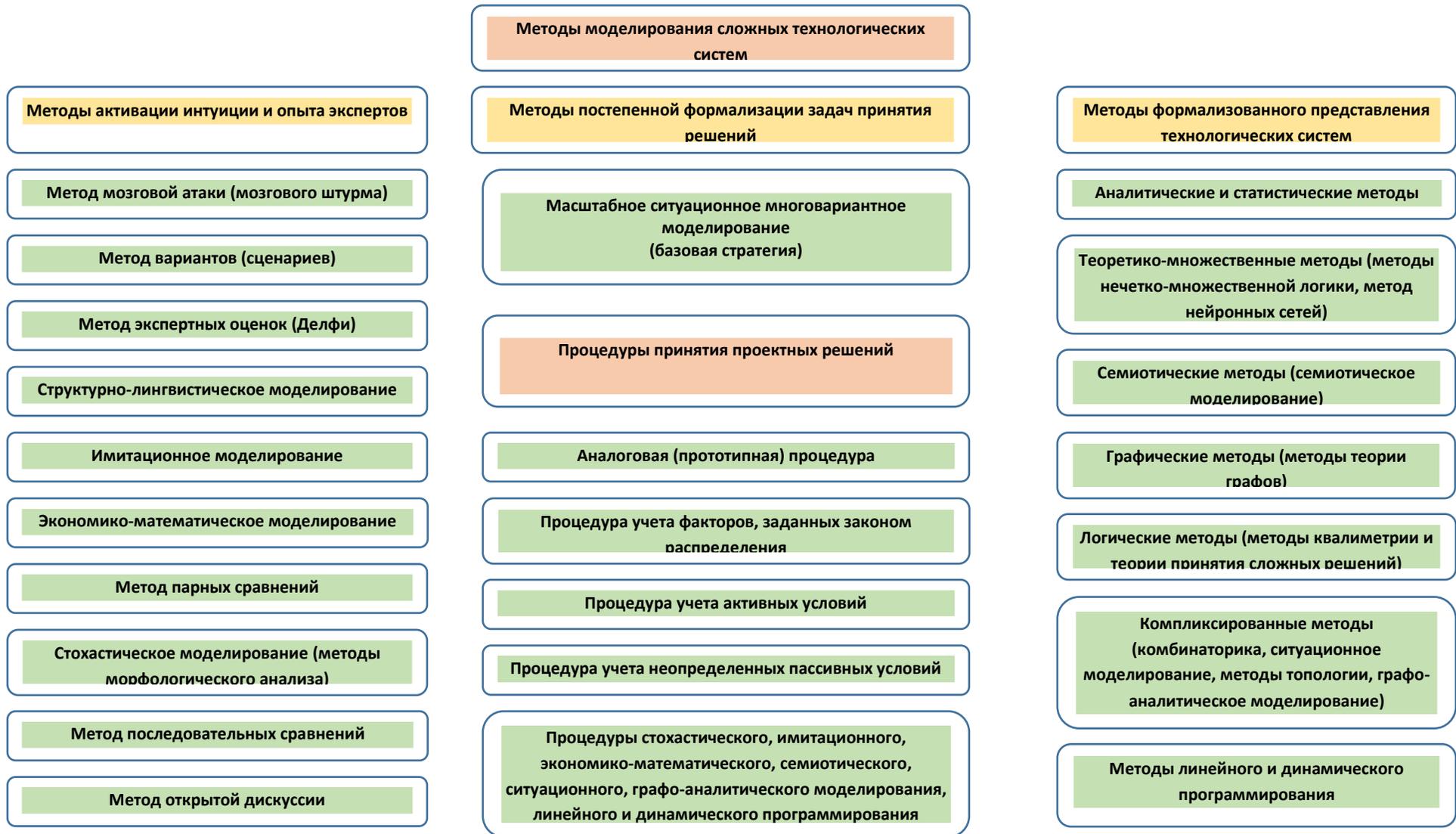
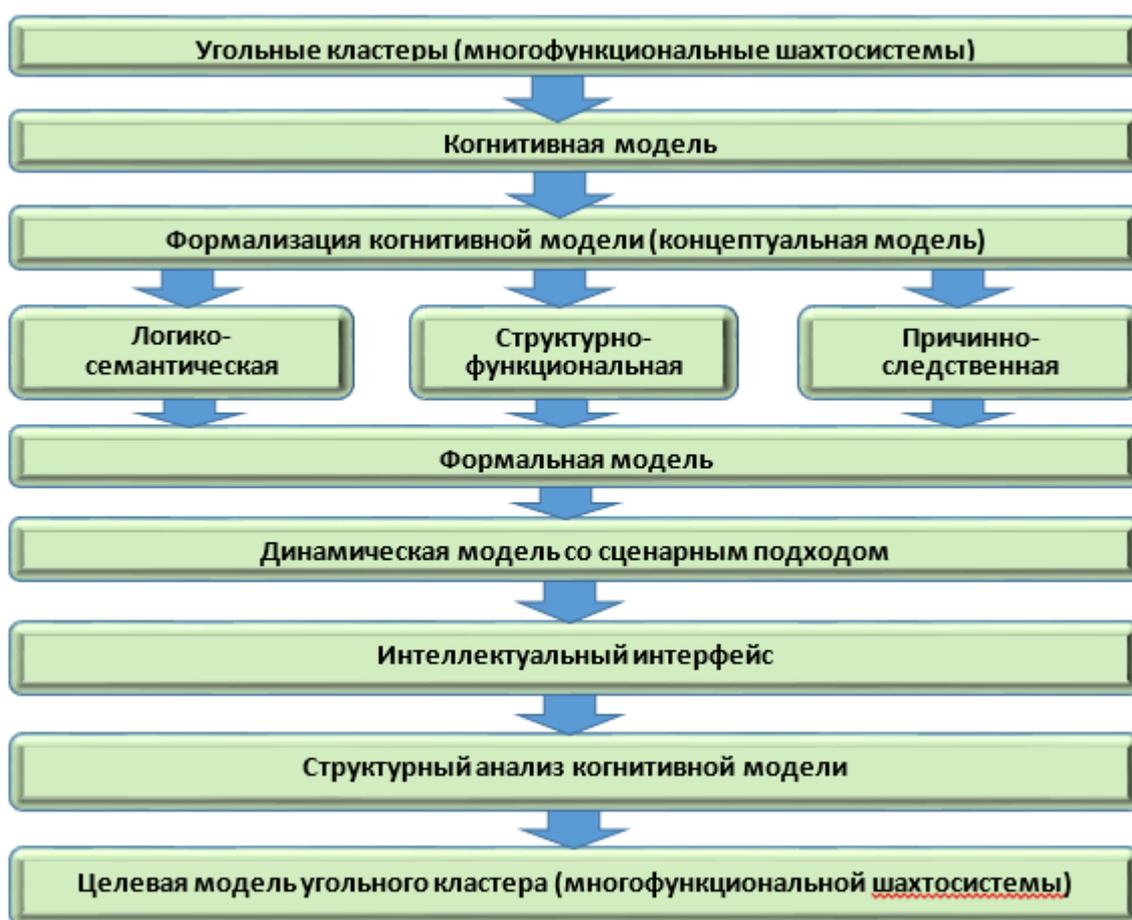


Рис. 3.12 – Классификация методов устойчивого развития технологической системы с использованием системного анализа (научно-методическое обеспечение обоснования проектных решений многофункциональных шахтосистем (кластеров))

Анализ подходов формирования устойчивых функциональных структур в условиях слабоструктурированных проблем сложных технологических систем, к которым с полным основанием можно отнести и многофункциональные шахтосистемы показал, что наиболее приемлемым является когнитивный подход, который на протяжении длительного промежутка времени успешно и целенаправленно развивается в Институте проблем управления РАН [52,53,54,55,56]. Процесс моделирования и основные итерации формирования устойчивой функциональной структуры технологических систем с позиций когнитивного подхода формально описывается следующим укрупненным алгоритмом (рис.3.13.).



*Рисунок 3.13 - Процесс моделирования устойчивой функциональной структуры многофункциональных шахтосистем с позиций когнитивного подхода*

На рис. 3.14. представлена структура когнитивной карты с нечеткими функциональными структурами. На нем представлены 7 подсистем и 3 функциональные структуры.

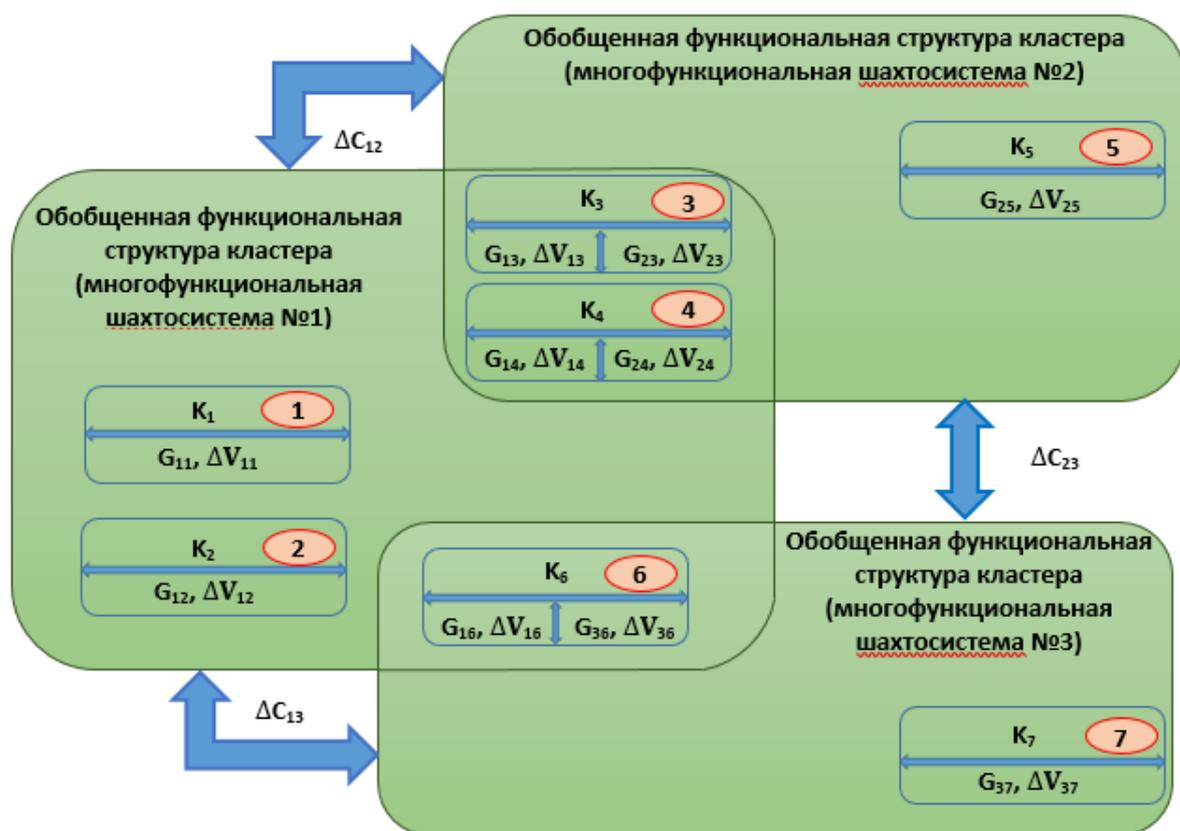


Рис. 3.14. – Когнитивная карта с нечёткими функциональными структурами многофункциональных шахтосистем

(1-технологии углехимии; 2- технологии переработки метана; 3- технологии коксохимии; 4- технологии когенерации и тригенерации; 5- технологии переработки техногенных отходов; 6-технологии гидрогенезации; 7-углегазоэлектрический комплекс; К-множество подсистем;  $\Delta C$ - выигрыш функциональной структуры; G- степень принадлежности подсистемы(определённой технологии) к определённой функциональной структуре;  $\Delta V$ - множество переменных, характеризующих уровень участия(выигрыша) определённой подсистемы в функциональной структуре)

Данный подход согласно теории игр заключается в следующем:

- осуществляется перебор основных технологических подсистем многофункциональных шахтосистем с точки зрения продукционных правил выбора функциональной структуры. При этом превалирующей является максимизация общего выигрыша всех технологических подсистем функциональной структуры многофункциональной шахтосистемы, а не максимальный выигрыш функциональной структуры;

- в алгоритм вводятся дополнительные влияния выбора стратегии, которые формально уравнивают выигрыш всех технологических подсистем функциональной структуры. Данный подход регламентирует выбор стратегии формирования функциональной структуры многофункциональной

шахтосистемы с позиций получения максимального выигрыша. Ущерб функциональной структуры будет компенсирован при этом распределением между технологическими подсистемами дополнительного выигрыша функциональной структуры многофункциональной шахтосистемы.

В целом основная задача проектирования многофункциональных шахтосистем (кластеров) определяется: выбором оптимальной компоновки и состава технологической цепи добычи и переработки угля в различные виды продукции, результатом которых будет целевой уровень эффективности функционирования шахтосистемы, который можно оценить при помощи комплекса показателей: производственная мощность многофункциональной шахтосистемы, количество угля (ресурса) на производство единицы продукции по технологии, материалоемкость продукции, капиталоемкость продукции, трудоемкость, зарплатоемкость, энергоемкость, себестоимость, технологический к.п.д., объем инвестиций для строительства, прибыль, срок окупаемости, индекс доходности, внутренняя норма доходности, чистый дисконтированный доход и т.д. В плане использования программного обеспечения поставленной задачи можно отметить набор моделей библиотеки популярного пакета iThink фирмы High Performance Systems [62].

Анализ исследований, посвященных обоснованию функциональных структур угольных энерготехнологических кластеров, позволил выявить следующие варианты:

### **1.Создание энерготехнологического кластера на базе разреза «Караканский-Западный»**

**Караканское угольное месторождение** (владелец лицензии ООО «Каракан-Инвест»). Территориально месторождение дислоцируется в Кемеровской области (Беловский район). В границах горного отвода согласно лицензионному соглашению запасы угля категорий А+В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub> составляют 304,5 млн т. [63].

Технологический уклад освоения запасов месторождения представлен проектированием и строительством угольно-энергетического кластера [37]. В качестве базового используется открыто-подземный способ добычи, реализующий объемы угледобычи в 10 млн т (разрез мощностью 6.0 млн т и шахта мощностью 4.0 млн т). В основу технологического уклада заложен многофункциональный перерабатывающий комплекс, где представлены технологии гидрогенезации (выработка синтетического жидкого топлива с сопутствующими нефтепродуктами, синтетического газа, фенолов, битума,

бензолов, креолов, термококса, производство строительных материалов из отходов угольной продукции и др.) мощностью 6.0 млн т угольной продукции. Заложено строительство угольной и газовой электростанции (мощность 24 и 12 МВт). Объем инвестиций на реализацию этого крупномасштабного проекта составляет 27.2 млрд руб. Заявленная функциональная структура Караканского угольно-энергетического кластера представлена на рис.3.15.

### Караканский угольно-энергетический кластер

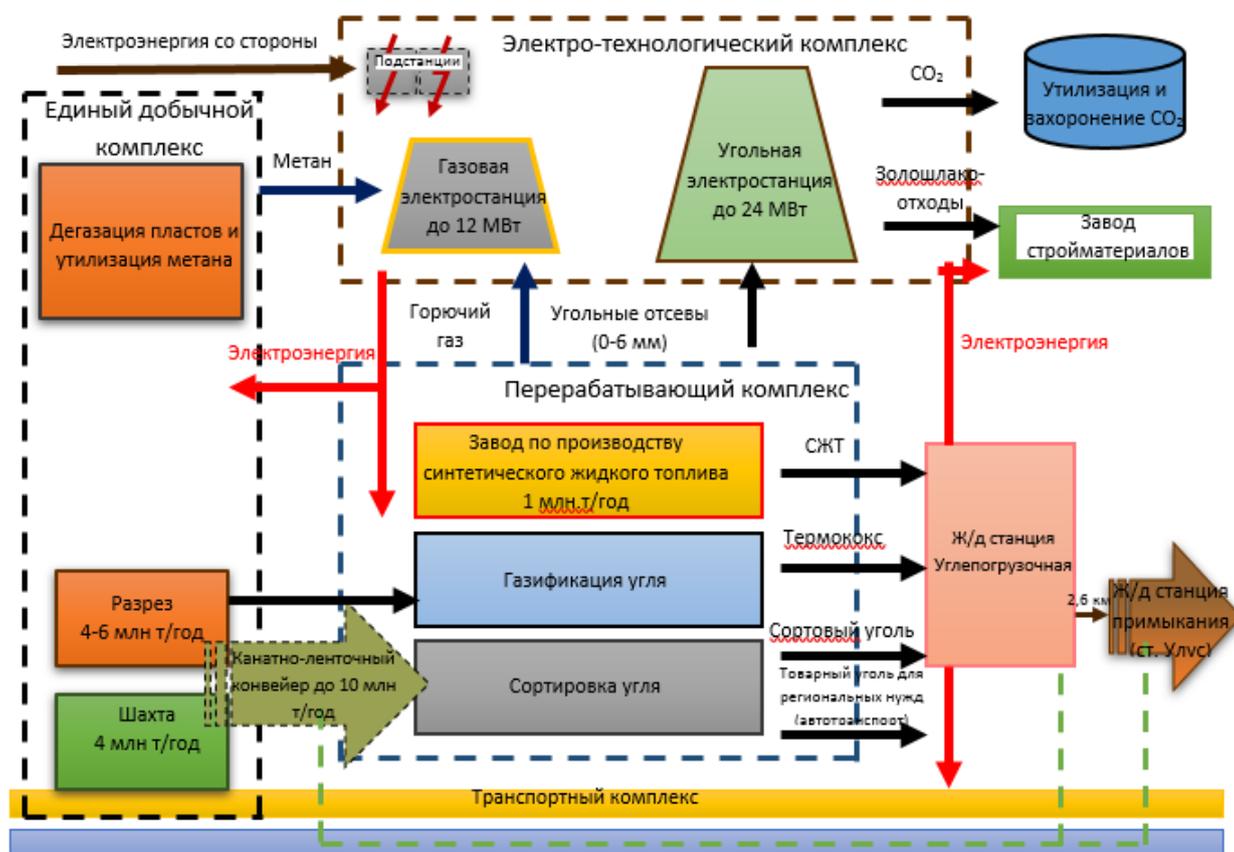


Рис. 3.15. – Проектная функциональная структура Караканского угольно-энергетического кластера

## 2. Создание энерготехнологического комплекса «Серафимовский» с глубокой переработкой угля

Технологический уклад представлен технологиями извлечения и утилизации метана, производством химических полупродуктов (метанолы, диметиловый спирт, бензол, фенол) и продуктов гидрогенезации (высокооктановый бензин, авиакеросин, ракетное топливо), производством электроэнергии, производством строительных материалов на основе отходов угольной генерации [64]. Инвестиции на реализацию проекта оцениваются в

70 млрд. рублей. В качестве базового элемента представлена шахта «Серафимовская» с мощностью 6.0 млн т в год. (рис.3.16).



Рис. 3.16. – Проектная функциональная структура угольно-энергетического кластера «Серафимовский»

### 3. Создание энерготехнологического комплекса по глубокой переработке угля на базе месторождения «Менчерепское»

Владелец лицензии Менчерепского каменноугольного месторождения - угольное подразделение Evraz Group. Балансовые запасы по категориям В+С<sub>1</sub> участка отработки запасов составляют 222.0 млн т. Территориально дислоцируется в Кемеровской области Кузбасса (Беловский район).

Технологический уклад освоения месторождения подразумевает открыто-подземный способ отработки запасов [38] (шахты «Менчерепская-3» и «Менчерепская-4» совместной производственной мощностью 18.0 млн т, разрез «Инской-1» производственной мощностью 4.0 млн т, обогатительная фабрика с мощностью 6.0 млн т, завод по производству полукокса - 300 тыс. т в год, электростанция мощностью 20.0 МВт, углекимический завод (метанол, диметилловый спирт, бензол, синтетическое моторное топливо, пек), завод по выпуску строительных материалов [65]. Общий объем инвестиций по этому крупномасштабному проекту составляет 70.0 млрд руб. Функциональная структура данного кластера представлена на рис. 3.17.



*Рис.3.17. – Проектная функциональная структура углеэнергетического Менчерепского кластера*

#### **4. Технологический комплекс по глубокой переработке бурых углей на базе месторождения «Итатское»**

Технологический уклад освоения запасов этого месторождения предполагает строительство завода по производству полукокса и топливных брикетов (бездымных); углеродных материалов и сорбентов, отличающихся стойкостью к космической коррозии, что формирует очень ограниченный объем информации по данному проекту [66].

Общий объем инвестиций данного проекта составляет 5.0 млрд. рублей.

#### **5.Оторьинский угольный кластер.**

Технологический уклад Оторьинского угольного кластера (Березовский район Ханты-Мансийского автономного округа) включает: строительство завода по производству синтетического газа (газификация угля), строительство завода по производству электрической и тепловой энергии, строительство завода по производству газообразных, жидких и твердых химических продуктов из синтетического газа (олефинов (этиленов, пропиленов), полимеров, олигомеров, формальдегидов, уксусной кислоты, ацетальдегидов, парафинов, спиртов, растворителей, крезолов, фенолов,

аммиака, мочевины и др. [67]. Общая информация о Оторьинском кластере представлена на рис. 3.18. Также можно отметить формирование кластера на базе Омсукчанского угольного бассейна [68] и в районе Берингова пролива [69], проект «Магадан» [70], общая информация о которых представлена на рис. 3.19., 3.20, 3.21.

**Иновационные проекты**

## Оторьинский угольный кластер

**Создание высокотехнологического комплекса по:**

1. Добыче бурого угля (угольный разрез);
2. Глубокой переработке бурого угля (газификация и производство сингаза);
3. Производству электроэнергии на базе **Северо-Сосьвинской ГРЭС 1200 МВт**;
4. Производству газообразных, жидких и твердых химических продуктов из сингаза (углекимиа).

**Задачи проекта:**

1. **Внедрение** инновационных технических решений и передовых экологически бережных технологий в области глубокой переработки угля;
2. **Диверсификация** сырьевой базы энергетического комплекса и повышение энергоэффективности Уральского федерального округа;
3. **Повышение** энергобезопасности и энергообеспеченности региона.
4. **Создание** более 3-х тысяч рабочих мест, повышение налоговых отчислений в бюджеты всех уровней.

**Ресурсная и производственная база проекта:**

Запасы бурого угля Оторьинского участка С1+С2 - 728 млн. т, из них для открытой отработки 105,4 млн. т

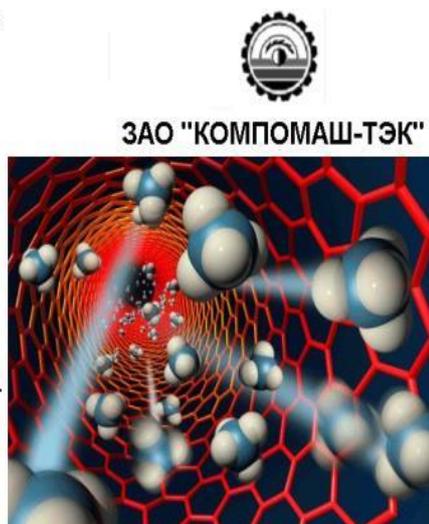
**УРАЛ ПРОМЫШЛЕННЫЙ – УРАЛ ПОЛЯРНЫЙ**

### Формирование углекимического кластера GeoTECH Геотехнология Научно-Технический Центр

Формирование углекимического кластера на базе Оторьинского месторождения бурых углей :

- добыча бурого угля /угольный разрез/;
- глубокая переработка бурого угля /газификация и производство сингаза/;
- производство электроэнергии на базе Северо-Сосьвинской ГРЭС 1200 МВт;
- производство газообразных, жидких и твердых химических продуктов из сингаза.

Ресурсная и производственная база проекта оценивается в 728 млн т бурого угля, из них для открытой отработки – 105,4 млн т.



*Рис. 3.18. – Функциональные составляющие Оторьинского угольного кластера*



## Проект «Магадан» – Основные параметры



Рис. 3.21. - Основные параметры кластерного проекта «Магадан»

Анализ функциональной части вышеприведенных проектов показал, что основополагающие принципы проектирования угледобывающих предприятий в обязательном порядке должны быть увязаны с инновационной составляющей и учитывать фактор регионализации угольной продукции, технологического развития и кластерным подходом, который подразумевает в своей основе концентрацию сопутствующих производств и выпуск довольно широкого спектра продукции на угольной основе с формированием цепочки высокой добавленной стоимости, что в условиях риска недропользования позволяет резко снизить возникающую зависимость результатов производственно-хозяйственной деятельности от резких колебаний внешнего и внутреннего рынков.

## ВЫВОДЫ

1. Общеизвестное мнение ведущих отечественных и мировых специалистов агрегируется в обобщенную концепцию, в основе которой лежит постулат, что решить проблему эффективного использования шахтного метана в настоящее время может только применение когенерационных технологий.

2. Необходимость снижения зависимости экономики от внешнего рынка заставляют обратить внимание на потенциал нетрадиционных источников энергии и включение их в энергооборот. Решение этой задачи целесообразно осуществлять на основе технологических схем комплексного использования потенциала системы для производства электро- и теплоэнергии с помощью тепловых насосов, которые повышают энергетическую эффективность горных предприятий, а следовательно, и их экономические показатели. Не менее важной является задача использования (там, где возможно) в функциональной структуре кластера технологии «Термококс».

3. Когнитивное моделирование, реализованное на когнитивной карте, характеризующей устойчивое технологическое-экономическое развитие угольных кластеров позволяет в режиме реального времени выделять и анализировать все возможные сценарии «пессимистического» и «оптимистического» характера, присущие устойчивому развитию.

4. Представленный когнитивный подход к моделированию функциональных структур угольных кластеров предусматривает формирование последовательных итераций причинно-следственной структуризации всех возможных функциональных структур угольных кластеров, в конечном итоге предполагая выделение оптимальной.

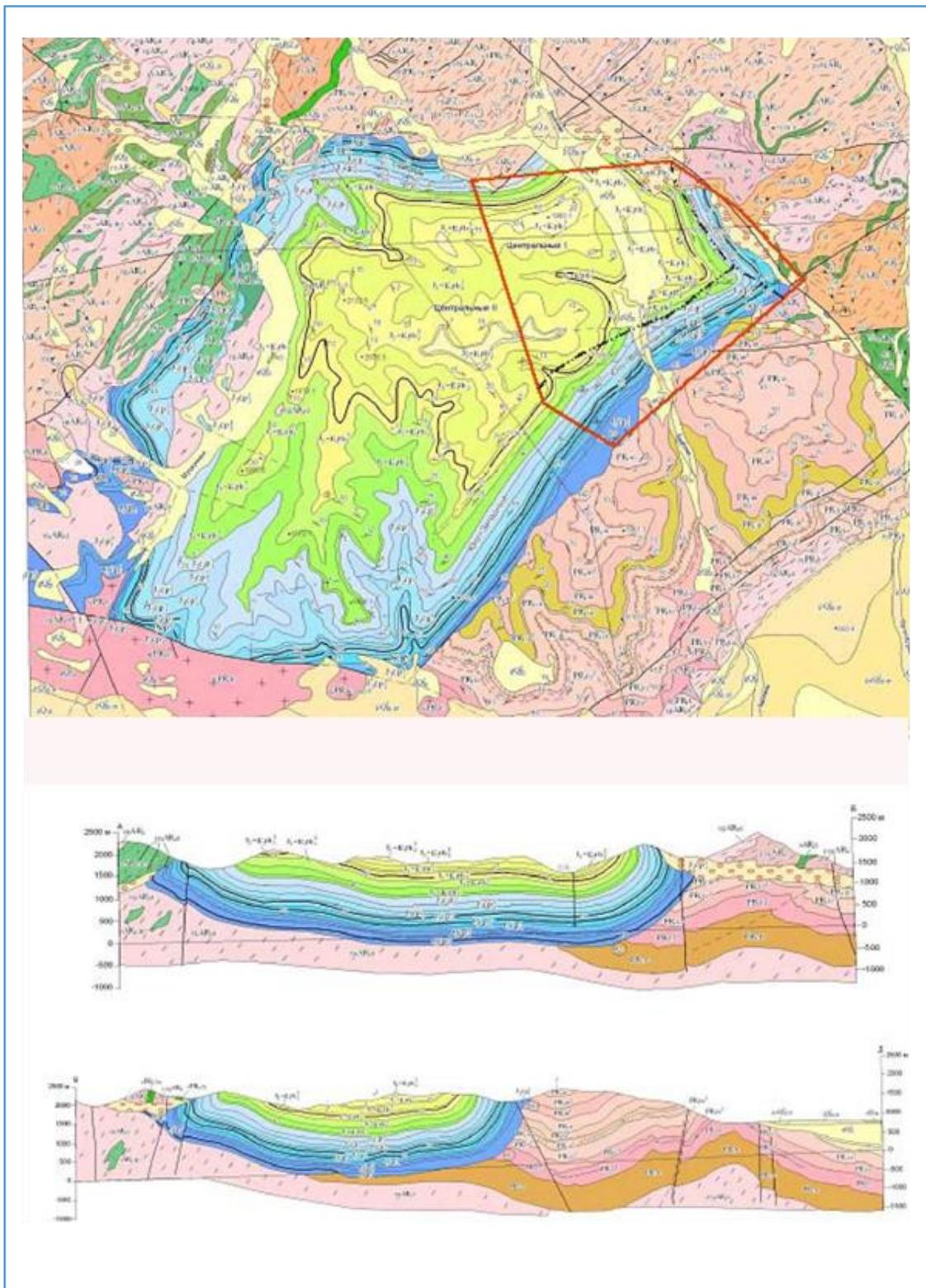
## **ГЛАВА 4. АПРОБАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ. РАЗРАБОТКА И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОЙ ШАХТОСИСТЕМЫ ОТРАБОТКИ ЗАПАСОВ АПСАТСКОГО КАМЕННОУГОЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.**

### **4.1. Основные составляющие для проектирования многофункциональной шахтосистемы Апсатского каменноугольного месторождения**

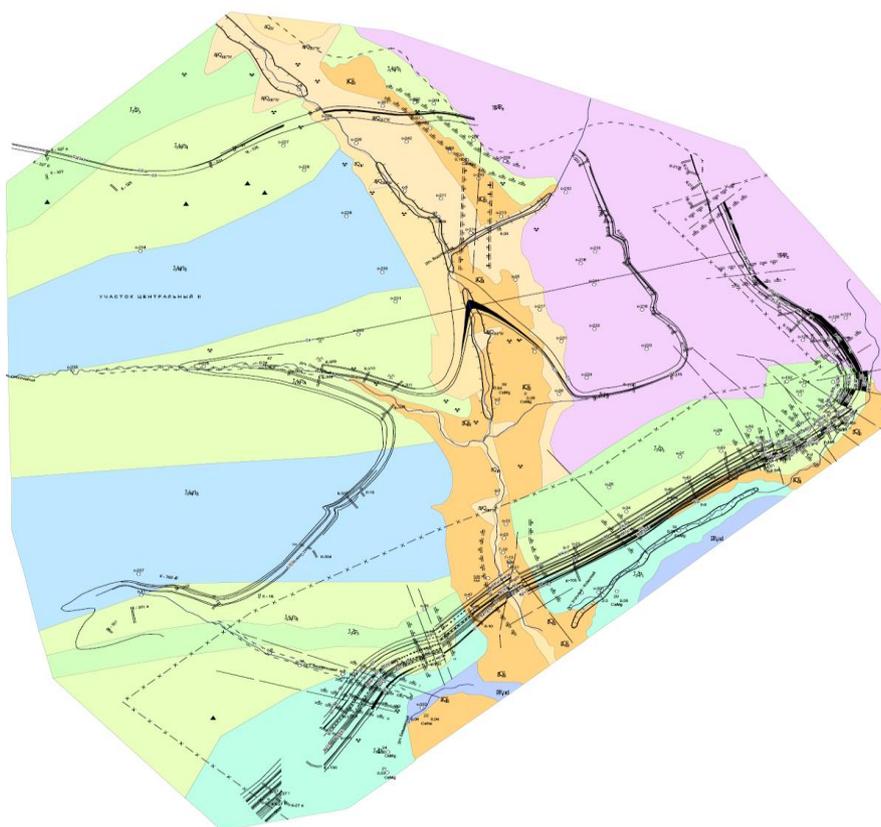
Апсатское каменноугольное месторождение (участки Центральный II, Северо-Восточный и Юго-Восточный) расположено в Каларском районе Забайкальского края. Месторождение локализовано в северо-восточной части изометричной грабен-синклинали, выполненной верхнемезозойскими угленосными отложениями апсатской свиты и быйикинской свит, которые характеризуются пологим залеганием в центре структуры, при крутом, до запрокинутого - на крыльях (рис.4.1). Разрывная тектоника наиболее проявлена в северо-восточной части месторождения и представлена северо-западными и северо-восточными разломами, характеризующимися смещениями пластов с амплитудой от 15 до 340 м. Геологическое строение района Апсатского каменноугольного месторождения иллюстрируется на геологической карте центральной части Кодаро-Удоканского района (рисунок 4.2). Апсатское месторождение представляет собой не крупную (около 100 кв.км), в плане близкую к изометричной, грабен синклиналь с крутыми крыльями и пологим днищем, открытую к юго-западу. На восточном и северном флангах мезозойские отложения на крыльях структуры на значительном протяжении ограничены, а местами частично срезаны крупными разломами типа взбросов и надвигов, в непосредственной близости от которых залегание пород очень крутое, до опрокинутого. На юго-западном и юго-восточном флангах, где отмечен стратиграфический контакт, углы падения крыльев складки колеблются в пределах 50-30°. Представительный разрез месторождения представлен на рис. 4.3.

Угленосность Юго-Восточного и Северо-Восточного участков месторождения связана с отложениями апсатской свиты, включающей нижний угленосный горизонт, а участка Центральный II - с быйикинской

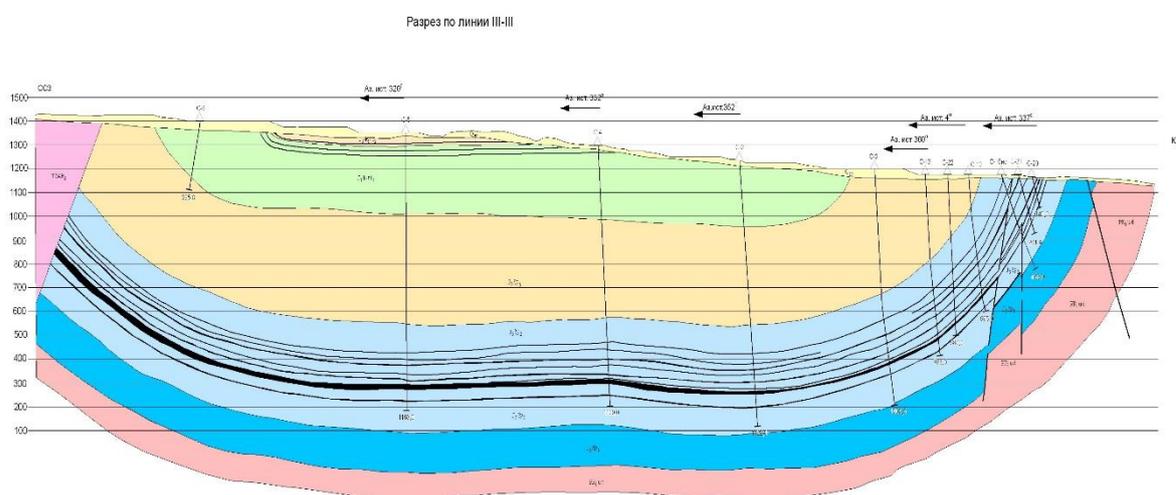
свитой, включающей верхний угленосный горизонт. Обзорная карта района работ представлена на рис. 4.4.



*Рисунок 4.1. - Региональное геологическое строение Ансатского месторождения*



*Рис.4.2. - Карта Восточной части Ансатского месторождения с выходом пластов под наносы*



*Рис. 4.3. - Представительный разрез месторождения*

В нижнем угленосном горизонте выделено 23 угольных пласта. Угли витринитовые коксовые, коксовые слабоспекающиеся и отощённые спекающиеся.

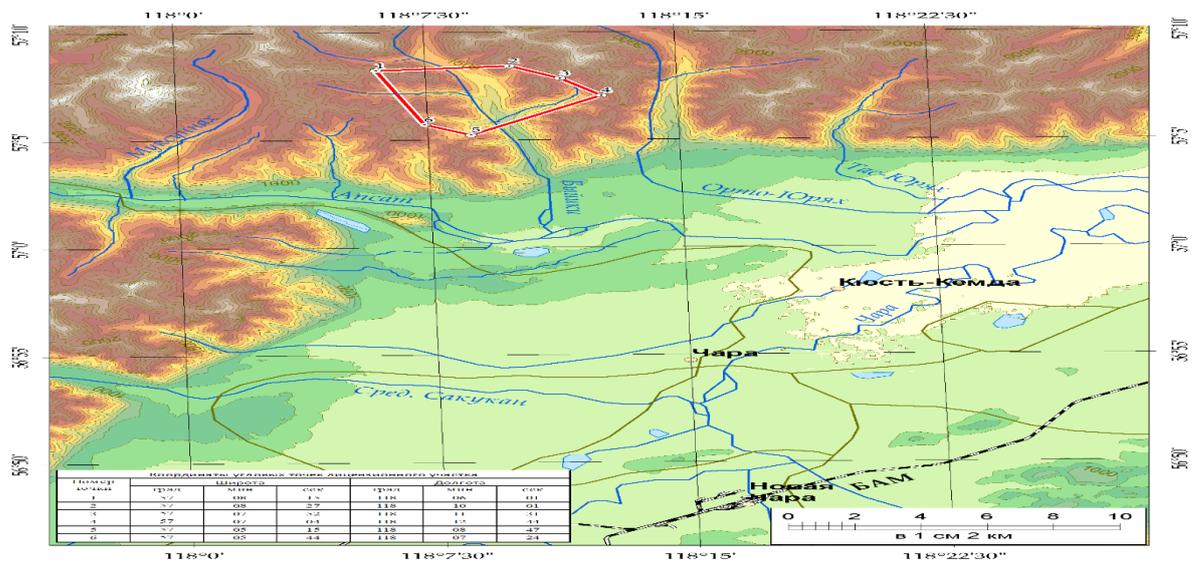


Рис. 4.4. - Обзорная карта района работ

Ограниченным распространением пользуются коксовые отощённые, слабоспекающиеся, жирные и тощие угли. Средняя зольность углей 14,76 %. Теплота сгорания 8558 -8980 ккал/кг.

Верхний угленосный горизонт включает 6 пластов угля. Угли витринитовые, в основном, жирные, со средней зольностью 33,6 % и теплотой сгорания от 8473 до 8694 ккал/кг.

Замкнутые каркасные модели пластов были созданы при помощи стрингов интерпретации (рис.4.5.).

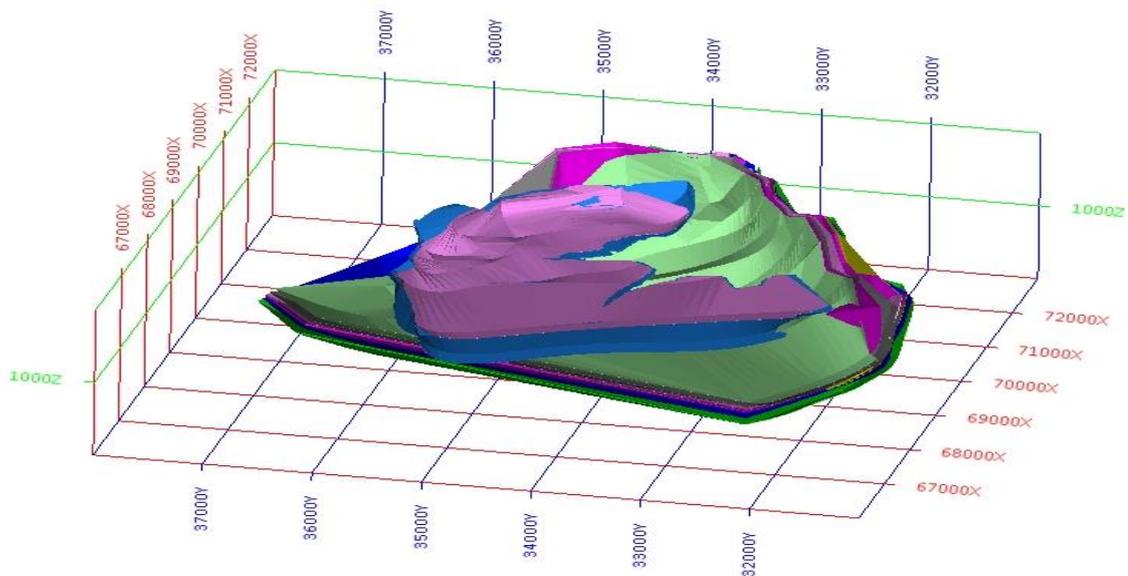


Рисунок 4.5. - Трёхмерный вид каркасных моделей пластов

Угли обоих горизонтов малосернистые и малофосфористые. Содержания редких и рассеянных элементов не превышают фоновых.

Зона окисления угольных пластов нижнего горизонта проявлена слабо, мощность её не превышает 20 м. Достоверных признаков окисления углей верхнего угленосного горизонта не установлено. Стратиграфическая колонка представлена на рис. 4.6.

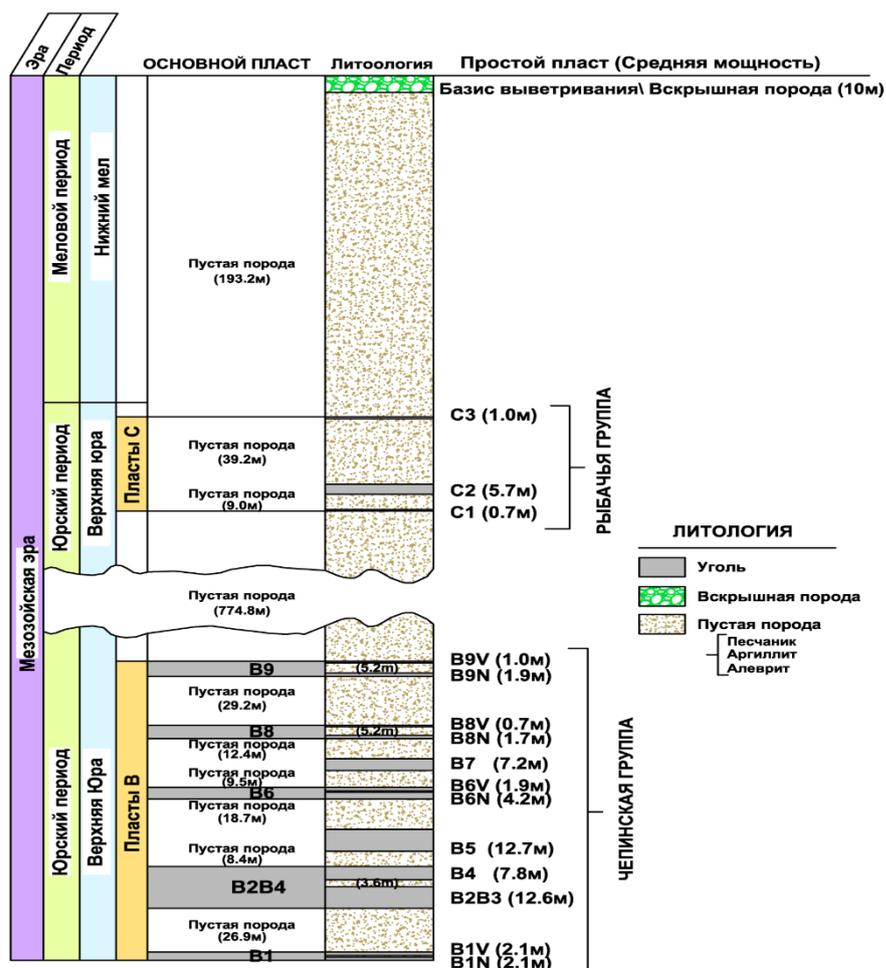


Рисунок 4.6. - Стратиграфическая колонка по Ансатскому месторождению

Изучена природная газоносность угленосных отложений. Установлена зона газового выветривания и зона метановых газов. В зоне газового выветривания метаноносность угольных пластов не превышает  $10 \text{ м}^3/\text{т}$ . Ниже зоны газового выветривания на участке Центральный II содержание метана не превышает  $14,5 \text{ м}^3/\text{т}$ ; на участках Северо-Восточный и Юго-Восточный, от абс. отм. +1100 до абс. отм.+650 м, метаноносность пластов В1-В9 возрастает с  $10 \text{ м}^3/\text{т}$  до  $21-24 \text{ м}^3/\text{т}$ .

Угли месторождения взрывоопасны по пыли и склонны к самовозгоранию. Для нижнего угленосного горизонта, на глубинах более 750 м от дневной поверхности, высока вероятность выбросов угля и породы.

Водоносные комплексы месторождения характеризуются низкой водообильностью. При отработке угольных пластов открытым способом максимальный приток воды в карьер будет наблюдаться в период ливневых осадков и составит около 430 м<sup>3</sup>/час. При отработке месторождения подземным способом в зоне развития многолетнемёрзлых пород водоприток за счёт подземных не превысит 6,5 м<sup>3</sup>/час.

Запасы каменного угля в пределах лицензионного контура Апсатского месторождения по состоянию на 01.01.2014 г. составляют 316 373 тыс. т (включая 2 793 тыс. т, числящихся на Госбалансе по участку Угольный), ресурсы Р<sub>1</sub> – 15 037, в том числе балансовые запасы под ОГР – 14 936 тыс. т (включая 2 793 тыс. т участка Угольный), забалансовые – 188,0 тыс. т; балансовые запасы под ПГР – 266162 тыс. т, забалансовые – 35 087 тыс. т (в т. ч. запасы в целиках – 18406 тыс. т).

Запасы и ресурсы каменного угля по Апсатскому месторождению в целом оцениваются в 2184,8 млн. т, в том числе: категории С<sub>1</sub> – 178,7 млн. т, С<sub>2</sub> – 695,6 млн. т, Р<sub>1</sub> – 1310,5 млн. т.

Основнымотягчающим фактором ведения горных работ на Апсатском месторождении является тектоническая нарушенность. На рисунке 4.7. протрассированы основные геодинамически активные разломы, пересекающие район ведения горных работ.

Северо-восточные разломы хорошо трассируются через водоразделы, что говорит о их региональном характере.

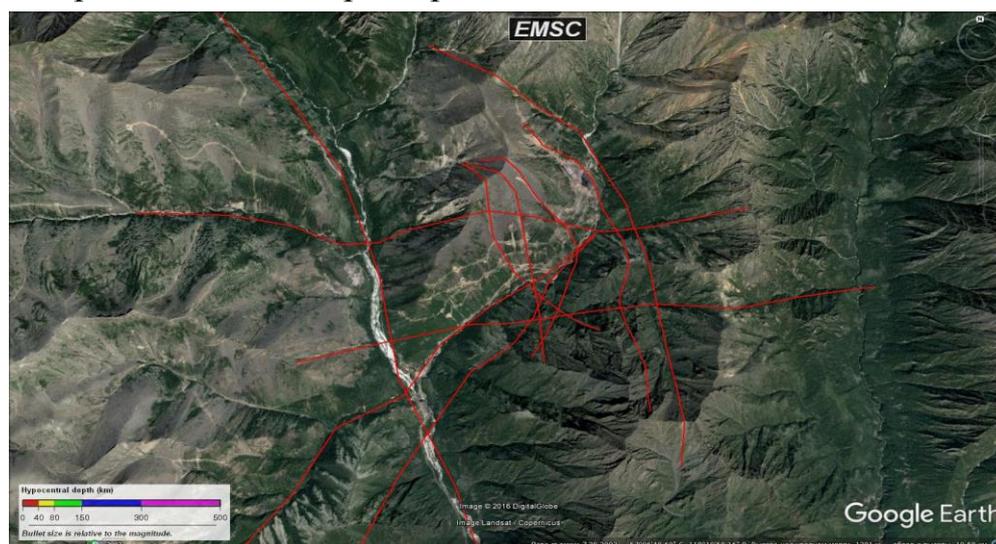


Рис. 4. 7. - Схема основных геодинамически активных разломов территории Апсатского месторождения

В угленосной толще Апсатского месторождения существуют как минимум три системы крупных тектонических нарушений.

Прогнозные ресурсы метана категории  $P_1$  оценены в 4203 млн.  $m^3$ , причём 71,9 % ресурсов метана содержатся в 5 угольных пластах: В1 - 498 млн.  $m^3$ , В2+3 - 574 млн.  $m^3$ , В4 - 422 млн.  $m^3$ , В5 - 975 млн.  $m^3$ , В7 - 552 млн.  $m^3$  (табл. 4.1).

В границах месторождения выделено 6 участков (Рис. 4.8.):

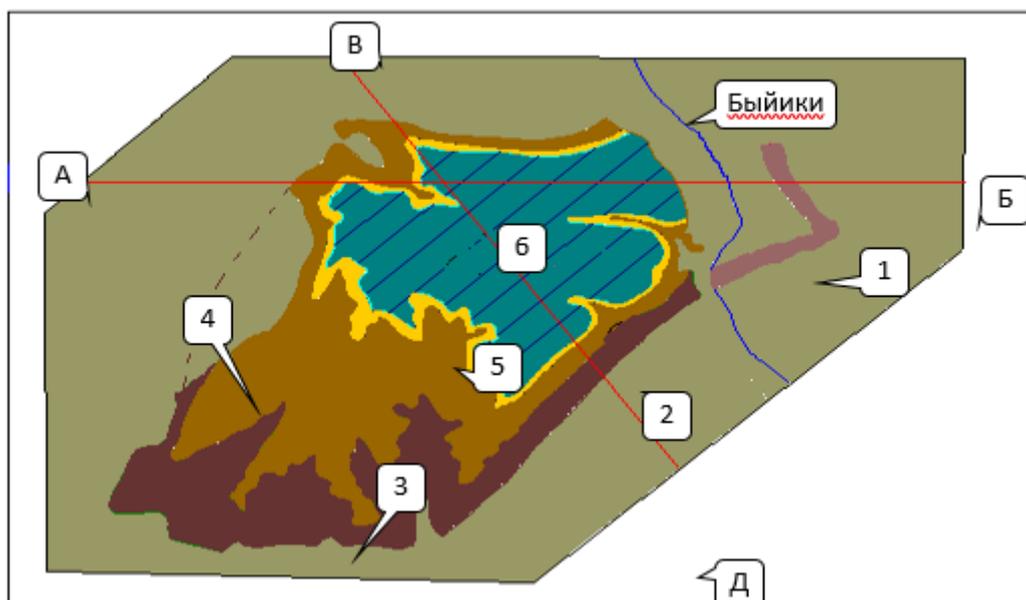


Рис. 4.8. - Деление Апсатского месторождения на участки с учетом горно-геологической ситуации и рельефа поверхности: 1- Северо-Восточный; 2- Юго-восточный; 3- Юго-Западный; 4 – Северо-Западный; 5 – Центральный –I; 6 - Центральный –II

Резюмируя вышеизложенное, можно отметить низкую степень технологичности отработки запасов месторождения. Работы будут вестись в зоне многолетнемерзлых пород, в сложных сейсмических, геодинамических, тектонических и гидрогеологических условиях.

Это накладывает особые требования к безопасному ведению горных работ, необходимости постоянного мониторинга геологических, сейсмических и гидрогеологических процессов при освоении запасов Апсатского каменноугольного месторождения.

Таблица 4.1. - Оценка прогнозных ресурсов метана в угольных пластах Апсатского месторождения

Индекс пласта	W <sub>a</sub> , %	Ad, %	Запасы угля, тыс.т	Метано-носность, м <sup>3</sup> /т с.б.м.	Метано-носность, м <sup>3</sup> /т	Ресурсы метана, млн. м <sup>3</sup>	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	

#### 4.2. Анализ существующих проектных проработок по освоению запасов Апсатского месторождения

Следует отметить, что за последнее десятилетие над парадигмой и технологическим укладом отработки запасов Апсатского каменноугольного месторождения работали ведущие отечественные научные и проектные институты, а также мировые консалтинговые агентства. В качестве основополагающих разработок можно отметить «ТЭР освоения

лицензионного участка Апсатского каменноугольного месторождения», выполненного ОАО «Гипрошахт» в 2012 г [71], проектные проработки и моделирование разработки Апсатского угольного месторождения, выполненные ЗАО «Голдер Консалтинг» в 2013 г.[72], «ТЭП и проектные проработки отработки запасов Апсатского каменноугольного месторождения», выполненные МГИ-МГГУ в 2010 г.[73], действующая проектная документация и скорректированная «Увеличение производственной мощности разреза Апсатский» до 3.0 млн.тонн угля в год», выполненная ООО «СибГеоПроект» в 2015 г. [74], «Основные технические решения по оптимизации отработки запасов Апсатского месторождения каменного угля ООО «Спб-Гипрошахт», выполненных в 2018 г. [75]. Следует отметить, что только МГИ-МГГУ, ЗАО «Голдер Консалтинг» и ОАО «Гипрошахт» рассматривали и анализировали открыто-подземный способ добычи. В результате анализа этих проектных проработок выявлена низкая технико-экономическая эффективность реализации данных проектов: низкий уровень внутренней нормы рентабельности (8-12%), длительные дисконтированные сроки окупаемости капитальных вложений (16-20лет), низкий индекс доходности (3-5%) и довольно низкий коэффициент извлечения запасов, что создает предпосылки для поиска новых нетрадиционных решений по повышению технико-экономической эффективности отработки запасов Апсатского каменноугольного месторождения.

В данной работе вышерассмотренные недостатки будут устраняться путем проектирования многофункциональной шахтосистемы (кластера) отработки запасов и реализации открыто-подземного способа. Основной экономический эффект и повышение эффективности отработки запасов будут получены и реализованы за счет формирования цепочки добавленной стоимости в результате создания дополнительных перерабатывающих производств и переработки угольной продукции на месте добычи.

#### **4.3. Синтез и оптимизация параметров многофункциональной технологической шахтосистемы отработки запасов Апсатского каменноугольного месторождения**

Для реализации процедуры синтеза многофункциональной шахтосистемы отработки запасов Апсатского каменноугольного месторождения в работе задействован методический аппарат нечеткого когнитивного моделирования. В соответствии с [76] отсутствует возможность строгого математического описания процесса образования компонентных структур в МС с применением регулярных методов. Поэтому концепты описываются вербально, также как и механизмы, обеспечивающие реализацию их взаимодействия. Формализация концептов совместно с их взаимосвязями (имеющих качественное описание, представленное значениями лингвистических переменных) осуществляется с применением теории нечетких множеств. НКК, представляющая комбинацию нечеткой логики и нейронных сетей впервые были представлены в работе [77]. Несомненный интерес в рассматриваемой области представляют в практическом отношении нечеткие продукционные когнитивные карты (НПКК) [78]. В них широкое применение находят лингвистические нечеткие правила (описание связей концептов). Работа [79] убедительно доказывает основные достоинства и недостатки, присущие НКК и НПКК.

В работе [80] формально описаны обобщенные НКК, которые существенно расширяют возможности инструментария аппарата НКК. В работе [81] расширяются возможности НКК за счет использования реляционных представлений влияний концептов. Предлагаются также и динамические когнитивные сети [82] и карты [83]. В [84] используются НКК Силова В.Б., на основе казуальной алгебры специального вида. На основе проведенного анализа литературных источников, с учетом достоинств и недостатков описанных выше НКК принято решение о выборе НКК Силова В.Б. в качестве аппарата решения задачи моделирования процесса образования компонентных структур (многофункциональных шахтосистем (кластеров)) отработки запасов Апсатского месторождения.

Для определения весов взаимного влияния концептов используются различные подходы. В самом простом случае используется тройка [85]: 1 – связь существует и она положительная, 0 – связь не существует, -1 – связь существует и она отрицательная. Подход, основанный на методе парных сравнений или методе множества уровня, описан в [86].

Кроме того, часто используются нечеткие классификаторы, формализованные нечеткими множествами: семиуровневый, когда термножество состоит из семи элементов [87] и девятиуровневый, образованный девятью элементами [88]. Для решения формирования термножеств обычно используется ряд различных методов (на базе парных сравнений, на базе экспертных оценок, на базе параметрического подхода, на базе интервальных оценок [89], на базе метода с-кластеризации, на базе метода «горной» кластеризации [90]) и шкал (интервальных, линейных, нелинейных [91], шкал Саати [92], «серых» шкал [93] и пр.). Следует отметить использование в большинстве систем НКМ интервальных шкал [94].

В работе предлагается формализовать веса влияния концептов с помощью девятиуровневого классификатора вида:

$$X_x = \{BND, LMND, MND, SND, Z, SPD, HMPD, MPD, LPD\}, \quad (4.1)$$

где  $B$  - большое,  $M$  - среднее,  $S$  - малое,  $L$  - ниже,  $H$  - выше,  $D$  - отклонение,  $N$  – в отрицательном,  $P$  – в положительном направлении от  $Z$  - нулевого значения.

В функциях принадлежности (ФП) каждого термина задействуются экспертные парные сравнения с помощью Гауссовой функции [95]

Величины *сравнения* определяются по девятибалльной шкале Саати [96].

Для построенной когнитивной карты необходимо оценить ее достоверность и провести верификацию, т.е. сравнить результат, полученный с помощью НКК и реальное состояние систем при одинаковых исходных данных. В работе [97] выделен следующий критерий достоверности НКК: критерий наличия нормальной формы  $K_c(K_I)$  для концепта  $K_I$ , означает, что он может быть естественно интерпретирован (понят)  $IU$  и как концепт и как переменная, принимающая значения на определенной шкале  $ZS$ , т.е. критерий описывается двойкой  $K^c(K_I): \langle IU, ZS \rangle$ . Если  $k^c = 1$ , то НКК удовлетворяет критерию наличия нормальной формы, в противном случае нет.

Для анализа структурной устойчивости НКК представляется целесообразным определять число циклов отрицательной и положительной обратной связи в соответствии с подходом, предложенным в [98].

На основании вышеизложенного определен следующий перечень концептов процесса образования компонентных структур в МС:

$$K = \{ K_1, K_2, K_3, K_4, K_5, K_6, K_7, K_8 \}, \quad (4.2)$$

где  $K_1$  - возможность достижения глобальной цели (построение функциональной структуры многофункциональной шахтосистемы (кластера) обработки запасов Апсатского месторождения;  $K_2$  – образование отдельной компоненты (отдельного углеперерабатывающего производства);  $K_3$  - возможность достижения локальной цели (образование отдельной составляющей функциональной структуры многофункциональной шахтосистемы (кластера) обработки запасов Апсатского месторождения);  $K_4$  - возможность устранения неопределенности при формировании функциональной структуры;  $K_5$  - устойчивость функционирования многофункциональной шахтосистемы;  $K_6$  - степень достижимости всех локальных целей (всех углеперерабатывающих производств);  $K_7$  - возможность образования компоненты;  $K_8$  - компонента не образована;  $K_9$  - возможность недостижения локальной цели;  $K_{10}$  - невозможность устранения неопределенно (рис.4.9.).

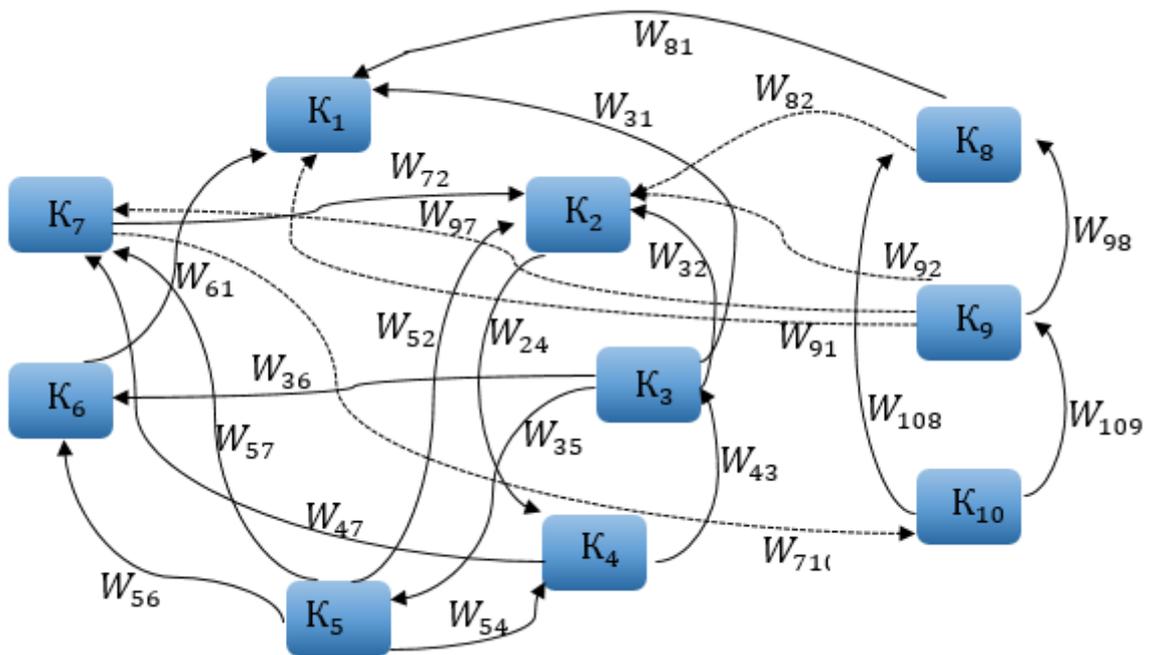


Рис. 4.9. - Нечеткая когнитивная карта процесса образования КС

Для реализации НКК введена каузальная алгебра [99], использующая операции Т-норм, S-норм, макстриангулярную композицию, операцию *max* и замыкание. Для получения значений взаимовлияния концептов необходимо получить нечеткую матрицу положительных обратных связей  $R = \|r_{ij}\|_{2n \times 2n}$ , а после этого формируется транзитивно замкнутая когнитивная матрица взаимовлияний  $V = \|(v_{ij}, \bar{v}_{ij})\|$  по специальному правилу преобразования,

позволяющая определить согласованные отношения взаимовлияния концептов [100].

Для определения влияния концептов друг на друга, а также интегральных показателей используем консонанс и диссонанс влияния одного концепта на другой, а также консонанс и диссонанс влияния процесса образования компонентных структур на концепты [101]. Сформированная карта в разработанной программной среде показана на рис. 4.10. Выделенное множество концептов позволяет построить НКК рассматриваемого процесса (рис. 4.10), положительные связи показаны сплошными линиями, а отрицательные пунктирными).

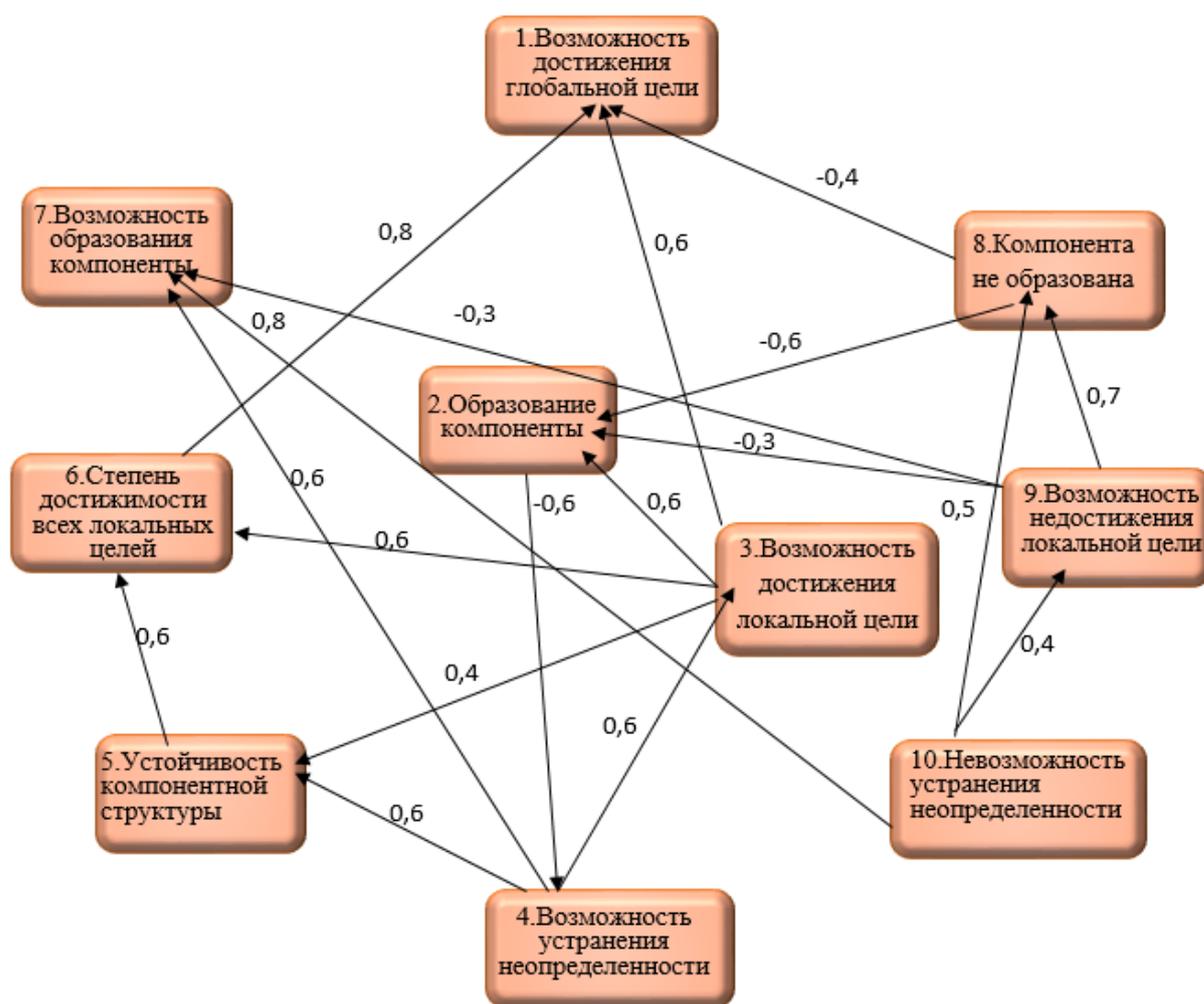


Рис.4.10. - Нечеткая когнитивная карта

Для определения достоверности построенной НКК (рис. 4.10.) воспользуемся следующими критериями. Оценка НКК по критерию  $K_c$  представлена в таблице 4.2. Т.к. значение критерия  $k_c = 1$ , то НКК удовлетворяет требованию достоверности по данному критерию.

Таблица 4.2. – Оценка НКК

	$K_1$	$K_2$	$K_3$	$K_4$	$K_5$	$K_6$	$K_7$	$K_8$	$K_9$	$K_{10}$
$k_i^{IU}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$k_i^{ZS}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$k_i^{EX}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$K^c$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Для проверки по критерию бесконтактности понимания конструкций карты разработаем шаблоны для однотипного перевода связей между факторами:

· **шаблон А** (положительное влияние):

$[P_i] + [P_j]$ : усиление  $[P_i]$  приводит к усилению  $[P_j]$ , а ослабление  $[P_i]$  приводит к ослаблению  $[P_j]$ ;

· **шаблон Б** (отрицательное влияние):

$[P_i] - [P_j]$ : усиление  $[P_i]$  приводит к ослаблению  $[P_j]$ , а ослабление  $[P_i]$  приводит к усилению  $[P_j]$ .

Проверка НКК по шаблонам показывает, что все связи между концептами прочитываются, имеют понятный математический смысл и могут быть формализованы. Карта является достоверной по критериям полноты влияния на концепт и соразмерности концептов по объемам знаний, а значит, необходимость в коррекции карты отсутствует.

Формализуем веса связей с применением подхода, описанного выше. Связь описывается ФП на базовом множестве шкалы  $[-1;1]$  классификатором в форме (6). Выбранная шкала взаимовлияний концептов  $[-1;1]$  может быть вербально представлена следующим образом: -1 – сильное отрицательное влияние; 0 – влияние отсутствует; 1 – сильное положительное влияние; промежуточные значения в интервале  $(-1;0)$  характеризуют ослабление степени отрицательного влияния; промежуточные значения в интервале  $(0;1)$  характеризуют увеличение степени положительного влияния.

Построим ФП для весов взаимного влияния матрицы  $W=//w_{ij}//_{n,n}$  на основе вопроса экспертов и с учетом описанных особенностей (таблица 4.3.).

Таблица 4.3. – Внутренняя структура ФП

	$BND$	$LMND$	$MND$	$SND$	$Z$	$SPD$	$HMPD$	$MPD$	$LPD$
$c$	-1	-0,7	-0,5	-0,3	0	0,3	0,5	0,7	1
$\sigma$	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15

Определим структурную устойчивость НКК на основании методики, изложенной в [28]. Число циклов положительной обратной связи равно трем

(  $K_4 \textcircled{R} K_3 \textcircled{R} K_2$  ,  $K_4 \textcircled{R} K_7 \textcircled{R} K_2$  ,  $K_5 \textcircled{R} K_4 \textcircled{R} K_3$ ) и является нечетным, число циклов отрицательной обратной связи равно единице (  $K_9 \textcircled{R} K_{10} \textcircled{R} K_7$  ) и также является нечетным, что обеспечивает устойчивость НКК.

Таблица 4.4. - Результаты расчетов

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0,4	0	0	0	0	0	0
3	0,6	0,6	0	0	0,4	0,6	0	0	0	0
4	0	0	0,6	0	0	0	0,6	0	0	0
5	0	0	0	0,6	0	0,6	0	0	0	0
6	0,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0,6
8	-0,4	-0,6	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	-0,3	0	0	0	0	-0,3	0,7	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0,5	0,4	0

а) матрица взаимных влияний;

	Влияние системы на концепт	Влияние концепта на систему
1	0,136	0
2	0,011	0,117
3	0,15	0,267
4	0,117	0,207
5	0,065	0,234
6	0,127	0,07
7	0,12	-0,039
8	0,08	-0,148
9	-0,006	-0,039
10	-0,111	-0,011

б) интегральные показатели

Консонанс влияния концепта на процесс образования КС равен единице для всех концептов, кроме концептов  $K_1$  (значение 0) и  $K_6$  (значение 0,1), что показывает высокий уровень доверия полученному значению. В соответствии с расчетами наибольшее положительное влияние на процесс образования компонентных структур оказывают возможность достижения локальной цели, устойчивость компонентной структуры и возможность устранения неопределенности. Наибольшее отрицательное влияние оказывает невозможность образование компоненты. Это означает, что построенная НКК достоверно описывает процесс образования компонентных структур.

С учетом вышеизложенных исследований и формализации поставленной задачи конечные результаты моделирования функциональной структуры кластера по отработке запасов Апсатского месторождения сведены в таблицу 4.5.

*Таблица 4.5. - Результаты моделирования и оценки влияния элементов многофункциональной шахтосистемы Апсатского месторождения на рентабельность производства*

Наименования концептов	Интенсивность влияния импульса концепта на рентабельность производства	Значение импульса при нулевой рентабельности
Технологии углехимии	1.2	0.38
Технологии переработки метана	0.8	0.42
Технологии коксохимии	2.2	-0.21
Технологии когенерации и тригенерации	0.6	0.46
Технологии переработки техногенных отходов	2.0	-0.23
Технологии гидрогенезации	3.2	-0.016
Технологии обогащения	0.3	0.52
Технологии углегазоэлектрического комплекса (ЛУГЭК)	2.8	-0.11

Согласно таблице основными элементами, оказывающими негативное влияние на формирование рентабельности многофункциональной шахтосистемы Апсатского месторождения являются технологии коксохимии, технологии переработки техногенных отходов, технологии углегазоэлектрического комплекса (ЛУГЭК). Таким образом, в состав функциональной структуры многофункциональной шахтосистемы (кластера) Апсатского месторождения рационально включить следующие составляющие: технологии углехимии, технологии переработки метана, технологии когенерации и тригенерации и технологии углеобогащения.

В качестве основных вариантов базовой составляющей кластера рассматривались следующие:

Вариант 1 – отработка запасов месторождения открытыми горными работами с обогащением всей добытой горной массы на обогатительной фабрике;

Вариант 2 – отработка запасов пласта С<sub>2</sub> подземным способом с обогащением всей добытой горной массы на обогатительной фабрике;

Вариант 3 – комплексная обработка запасов Апсатского месторождения (подземным и открытым способом) с обогащением всей добытой горной массы на обогатительной фабрике.

Основные показатели, характеризующие эффективность вложения инвестиций по вариантам представлены в табл. 4.6.

*Таблица 4.6. – Показатели эффективности вложения инвестиций по вариантам обработки запасов Апсатского каменноугольного месторождения*

Показатели	Ед.изм.	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Чистый дисконтированный доход				
- при ставке дисконтирования 0%	млн.руб.	56 071	12 104	104084
- при ставке дисконтирования 10%	- " -	17 522	3 782	53924
Индекс рентабельности				
- при ставке дисконтирования 0%	доли ед.	12,3	3,0	33,3
- при ставке дисконтирования 10%	- " -	7,6	1,7	22,6
Внутренняя норма доходности	%	30,7	17,3	64,3
Срок окупаемости капитальных вложений				
- при ставке дисконтирования 0%	лет	4,7	13,0	2,5
- при ставке дисконтирования 10%	- " -	5,7	16,3	4,2

Для оценки эффективности инвестиций по вариантам была привлечена методика, основанная на сопоставлении притоков и оттоков денежных средств по видам деятельности, осуществляемой в результате реализации представленных инвестиционных проектов [102].

Для обоснования коммерческой эффективности применен динамический метод оценки, учитывающий фактор времени. Расчет дисконтированных денежных потоков осуществлен по ставкам дисконта 0% и 10%.

Результаты расчетов показывают, что при принятых условиях и ценах обработка запасов на участке открытых работ может являться высокорентабельной (срок окупаемости 4,7 лет).

Строительство шахты совместно с ОФ (вариант 2) несмотря на длительные сроки окупаемости позволяет получить положительные

экономические результаты. Однако этот вариант наименее стабилен и наиболее подвержен влиянию рисков.

Комплексное освоение Апсатского месторождения (вариант 3) является наиболее рациональным с точки зрения полноты использования недр, так как отработка максимального объема запасов остается экономически эффективной и целесообразной.

В случае же полного обогащения всей горной массы и переработки в дополнительные виды продукции на основе технологий углехимии, переработки метана и когенерации данный вариант обеспечивает и наибольший экономический результат.

Для оптимизации параметров синтезированной функциональной структуры кластера по отработке запасов Апсатского каменноугольного месторождения используется технология решения оптимизационных задач с помощью надстройки *поиск решения* в среде Excel, которая достаточно широко раскрыта в источнике [103].

Для решения задачи было необходимо перевести все виды выпускаемой продукции к сопоставимому виду по топливному эквиваленту. Данный метод применялся Б.В.Красильниковым, В.С. Лудзиш, С.А. Прокопенко в источниках [104,105], при определении конкурентоспособности топливно-энергетической продукции.

Для MFMS исходя из конкретных условий эксплуатации Апсатского месторождения, автором была определена целевая функция и ограничения в модели, согласно исходных данных, что математически имеет вид:

Целевая функция:  $f(X) = 119X_1 + 168X_2 + 622,5X_3 + 110,6X_4 \rightarrow \max$ ,  
(4.3)

$$\text{Ограничения: } \begin{cases} 0,85X_1 + 1,4X_2 + X_3 + X_4 \geq 8500000 \\ X_1 \geq 5000000 \\ X_2 \geq 2000000 \\ X_3 \geq 70000 \\ X_4 \geq 60000 \end{cases}, \quad (4.4)$$

Альтернативные варианты шахтосистемы типа MFMS с выпуском - концентрата (технологии обогащения), газа метана из шахтных пластов (технологии переработки метана), тепло- и электроэнергии (когенерационные технологии), получение продуктов посредством углехимии (технологии углехимии) представлена в таблице 4.7.

Таблица 4.7. - Альтернативные варианты по капиталоемкости вспомогательных производств MFMS (\$/тут)

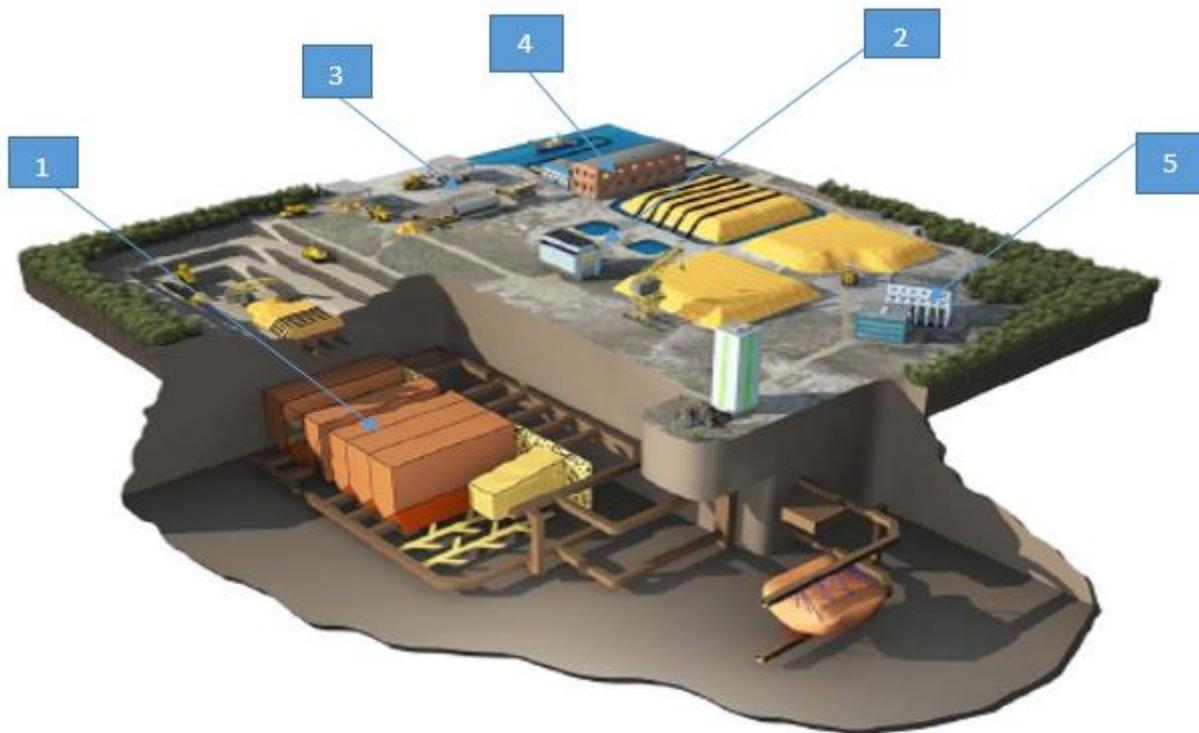
Альтернативные варианты, принятые к оптимизации	Уголь	Концентрат	Метан	Продукты углехимии	Когенерационные технологии	Итог
<i>MFMS 1</i>	<i>33.0</i>	<i>1.5</i>	<i>0.95</i>	<i>1666.0</i>	<i>26.3</i>	-
<i>MFMS 2</i>	<i>50.0</i>	<i>2.0</i>	<i>1.0</i>	<i>1580.0</i>	<i>27.0</i>	-
<i>MFMS 3</i>	<i>45.0</i>	<i>2.5</i>	<i>1.2</i>	<i>1300.0</i>	<i>20.0</i>	-
<i>MFMS 4</i>	<i>42.0</i>	<i>1.8</i>	<i>0.97</i>	<i>1200.00</i>	<i>28.0</i>	-
<i>MFMS 5</i>	<i>35.0</i>	<i>1.7</i>	<i>1.25</i>	<i>110.00</i>	<i>22.0</i>	-
<i>MFMS 1</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
<i>MFMS 2</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
<i>MFMS 3</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>1</i>
<i>MFMS 4</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
<i>MFMS 5</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1155.8</i>

Найден оптимальный набор производств для MFMS при капиталоемкости 1155,8\$/тут

MFMS опт      33    1,8            1    1100            20    1155,8 \$/тут

Согласно проведенной выше оптимизации необходимо проектировать шахтосистему MFMS со следующими параметрами: капиталоемкостью 1155,8\$/тут, и с производительностью 2950тут/час.

С учетом вышеизложенного, многофункциональная шахтосистема (кластер) отработки запасов Апсатского каменноугольного месторождения представлена на рис. 4.11.



*Рис.4.11. - Многофункциональная шахтосистема (кластер), основанная на комбинации технологий переработки угольной продукции, обеспечивающих эффективное и безопасное освоение Апсатского каменноугольного месторождения :*

*1 – извлекаемые промышленные запасы, предназначенные для обогащения на обогатительной фабрике (2); 3 – комплекс углехимических производств; 4 – комплекс когенерационных технологий для получения тепла и электроэнергии; 5 – комплекс, перерабатывающий газ метан*

Ниже приведено описание предложенных технологических решений.

#### **Дегазация угольных пластов и последующая утилизация газа на Апсатском месторождении**

На рис 4.12. представлены границы зоны метановых газов (отм. +1200 до +1400м) и зоны, с которой метаноносность угольных пластов превышает 20-22 м<sup>3</sup>/т (отм. +800 до +500м), по стратиграфической глубине. В соответствии с этими границами рассчитаны средние величины природной метаноносности пластов для пяти (№1-5) участков Апсатского месторождения. Максимальные ресурсы метана сосредоточены в угольных запасах «Центрального участка I» - 15,6 млрд.м<sup>3</sup>. Следующими по величине метановых ресурсов следует считать «Юго-западный участок» - 11,2 млрд.м<sup>3</sup> и «Северо-западный участок» - 8,5 млрд.м<sup>3</sup>. Минимальными ресурсами метана обладает участок «Северо-Восточный» - около 1 млрд.м<sup>3</sup>. Общие ресурсы угольного метана в недрах Апсатского месторождения оцениваются в 40,3 млрд.м<sup>3</sup>.

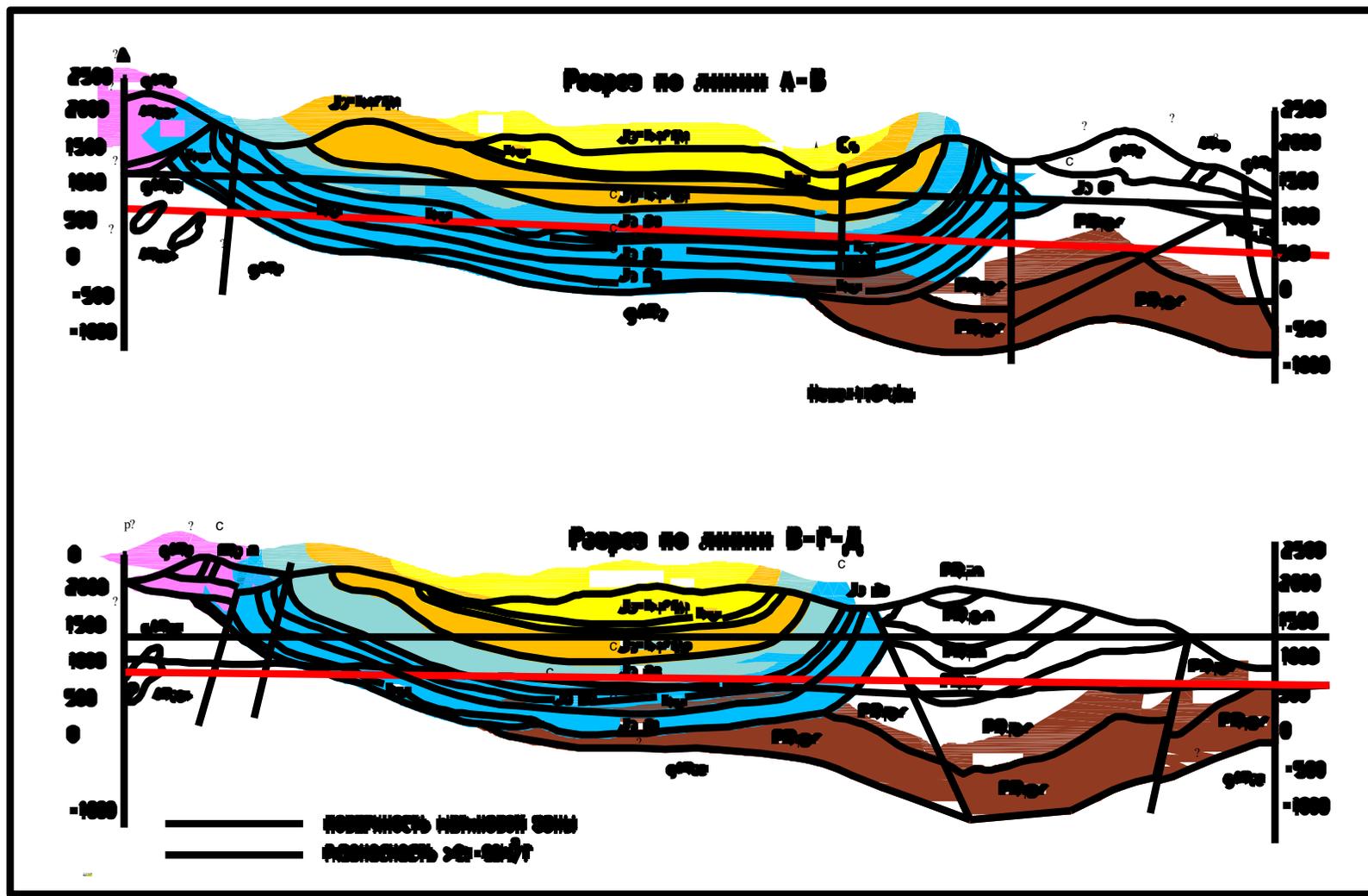


Рис. 4.12.- Расположение зоны поверхности метановых газов

Ниже (табл. 4.8) приводится прогноз относительной метанообильности очистной выработки при средней метаноносности пласта на участке 1-5 и различной степени предварительной дегазации угольного пласта средствами дегазации.

Таблица 4.8. - Относительная метанообильность очистной выработки при вариации коэффициента эффективности дегазации

Участок №	Средняя метаноносность пласта, м <sup>3</sup> /т	Метанообильность очистной выработки (м <sup>3</sup> /т) при коэффициенте дегазации пласта К <sub>д</sub>			
		0,1	0,3	0,5	0,7
1	12	6,7	4,6	2,4	1,2
2	16	10,0	7,1	4,2	2,3
3	14/20	8,3/13,2*	5,8/9,6	3,3/6,0	1,8/2,8
4	12/21	6,7/14,0	4,6/10,2	2,4/6,5	1,2/2,9
5	23	15,7	11,5	7,4	3,2

\* числитель – крутое падение, знаменатель – пологое падение

В табл. 4.8. прогнозная метанообильность посчитана для одного очистного забоя. Переход к метанообильности шахты осуществляется суммированием метановыделения из всех источников выделения метана в шахте: других очистных забоев, забоев и стенок подготовительных выработок по углю, выработанных пространств очистных забоев, смежных пластов и вмещающих пород.

Данные табл. 4.8. убедительно показывают, что эффективность дегазации пластов оказывает очень сильное влияние на уровень метанообильности очистных выработок. Так, при эффективности дегазации 70%, что трудно достижимо в реальных шахтных условиях, забои переводятся практически в I категорию по газу. Это практически снимает ограничения производительности очистного забоя по газовому фактору.

Ограничения же по газовому фактору могут быть весьма существенны. Так, при нагрузке на лаву 2000 т/сут при минимальном проходном сечении механизированного комплекса по воздуху 5м<sup>2</sup> предельная относительная метанообильность лавы может быть не более 4,6 м<sup>3</sup>/т.с.д., а при нагрузке 6000 т/сут – всего 1,6 м<sup>3</sup>/т.с.д. С уменьшением мощности вынимаемого пласта и проходного сечения крепи относительная метанообильность должна быть еще меньше.

## Дегазация угольных пластов

Отработка пластов ниже верхней границы зоны газового выветривания требует сверки технологических параметров (длины очистного забоя и величины допустимой суточной нагрузки на очистной забой) с возможностями вентиляционной системы участка, шахты для соблюдения норм ПБ.

При разработке пластов с газоносностью до 10-12 м<sup>3</sup>/т нагрузка на очистной забой более 1000 т/сут требует применения восстающих дегазационных скважин, при метаноносности более 12-15 м<sup>3</sup>/т – перекрещивающихся дегазационных скважин. Нагрузки 2000 т/сут и более требуют применения способов интенсификации метаноотдачи угольных пластов в дегазационные скважины. К таким способам относятся гидроразрыв угольного пласта водой из подземных горных выработок и обработка пласта растворами ПАВ или химически-активными веществами.

В том случае, если смежные пласты выделяют метан в выемочные выработки разрабатываемого пласта, необходима дегазация смежных пластов. Она осуществляется за счет бурения скважин из выработок разрабатываемого пласта на смежный пласт. Дегазация смежного пласта становится более эффективной, если он оказывается в зоне подработки или надработки.

В случае отработки столбов по простиранию восстающие дегазационные скважины бурятся, как правило, с конвейерных или откаточных выработок по восстанию пласта на длину больше на 5-10 м длины лавы или из ходков в полосы по падению (восстанию). Расстояние между параллельными скважинами определяют расчетом (см. РД-15-09-2006). Как правило, оно колеблется от 8 до 12м. Диаметр скважины принимают равным 76 или 93мм. Для эффективной дегазации пласта необходимый угольный объем бурения пластовых скважин совместно со скважинами на смежный пласт должен составлять 40 п.м. на 1000т запасов угля (опыт австралийских шахт «Tower» и «Arrin», обрабатывающих сильно газоносные пласты).

Перекрещивающиеся пластовые скважины бурят как по восстанию, так и по простиранию пласта, или по восстанию и под углом 55-60° к линии простирания. Расстояния между кустами перекрещивающихся скважин увеличивают в 1,05-1,1 раза по сравнению с расстоянием между восстающими скважинами. Остальные параметры скважин аналогичны восстающим скважинам.

Практика показывает, что при бурении 100 п.м. дегазационных скважин требуется проложить 25-50м дегазационных газопроводов.

Радиус воздействия скважины гидроразрыва по опыту составляет 15-20 м в зависимости от темпа нагнетания и объема закачиваемой воды. Давление гидроразрыва зависит от глубины ведения работ  $H$  (м) по формуле

$$P_2 = 0,3 H - 41,8, \text{ атм,} \quad (4.15)$$

Так, при глубине 500м давление гидроразрыва составит 108,2ат. Объем закачки воды определяется пористостью обрабатываемого пласта, радиусом гидравлического влияния скважины и степенью заполнения порово-трещинного пространства.

Расстояние между скважинами рассчитывают как между восстающими скважинами с учетом коэффициента интенсификации газовыделения, который зависит от продолжительности дегазации и принимается равным 1,5-1,9.

По горным выработкам от дегазационных скважин прокладываются участковые и магистральные (сборные) газопроводы для отвода дегазационного метана на поверхность шахты. Диаметр участковых трубопроводов принимают равным 150 или 219мм, магистральных (поверхностных) 630мм. На поверхности газопровод подключают к вакуум-насосной станции, оборудованной вакуум-насосами типа ВВН-50, ЖВН, КВН или ВВН-150.

Важным показателем процесса дегазации пласта является степень дегазации пласта, определяемая коэффициентом дегазации  $K_d$ . Он рассчитывается в зависимости от съема метана с единицы запасов угля  $\Delta X_{\text{дег}}$  ( $\text{м}^3/\text{т}$ ) и относится к разности природной и остаточной газоносности угля в очистном забое.

Дегазация газоносных угольных пластов дает ощутимый экономический эффект за счет повышения нагрузки на очистной забой, увеличения темпов проведения подготовительных (выемочных) выработок, а также за счет утилизации дегазационного метана.

Затраты на дегазацию угольных пластов выработанных пространств являются эксплуатационными расходами и составляют 3-6% от общешахтной себестоимости 1т угля.

Для пласта  $B_1^{\text{II}}$  мощностью 3,15 м «Центрального I» участка приняты длина лавы 180 м, длина выемочного столба 1800 м, природная газоносность угля  $20 \text{ м}^3/\text{т}$ , остаточная газоносность угля в лаве  $2,1 \text{ м}^3/\text{т}$ . Для этих условий

получены величины съема метана при дегазации пласта для вариации коэффициента дегазации с  $K_d=0,1$  до  $K_d=0,7$  (табл.4.9.)

Таблица 4.9. - Метанодобываемость пласта средней мощности Ансатского месторождения (уч.№5)

Коэффициент эффективности дегазации, $K_d$	0,1	0,3	0,5	0,7
$\Delta X_{\text{дег}}$ , метанодобываемость пласта, м <sup>3</sup> /т	0,67	2,01	3,35	4,69

Запасы угля в столбе составляют 1355940т. В зависимости от нагрузки на очистной забой изменяется время отработки столба (табл.4.10.).

Таблица.4.10. - Время отработки по пл. «В<sub>I</sub><sup>II</sup>»

Нагрузка на очистной забой, т/сут	2500	3500	4500	6000
Время отработки столба, сут	542	387	301	225

В табл. 4.11. приведены оценочные дебиты дегазационных скважин при интенсивной отработке пл. «В<sub>I</sub><sup>II</sup>»

Таблица 4.11. - Дебиты дегазационных скважин в выемочном столбе при вариации коэффициентов дегазации пласта

$K_d$	0,1	0,3	0,5	0,7
$\Delta X_{\text{дег}}$ , м <sup>3</sup> /т	0,67	2,01	3,35	4,69
Извлечение метана из столба, млн. м <sup>3</sup>	0,908	2,725	4,542	6,359
$Q_m$ , м <sup>3</sup> /сут. для нагрузок $A_{\text{о.з.с.}}$ (т/сут):				
2500	1675	5027	8380	11732
3500	2346	7041	11736	16431
4500	3016	9053	15089	21126
6000	4035	12111	20186	28262

Дебиты дегазационных скважин в выемочном столбе пл. «В<sub>I</sub><sup>II</sup>» колеблются в зависимости от степени дегазации пласта от 1,16м<sup>3</sup>/мин (при  $A_{\text{о.з.с.}}=2500$  т/сут и  $K_d=0,1$ ) до 19,6 м<sup>3</sup>/мин (при  $A_{\text{о.з.с.}}=6000$  т/сут и  $K_d=0,7$ ).

В мае 2007 года вышло постановление правительства РФ, регулирующее порядок реализации проектов совместного осуществления (ПСО) в рамках Киотского протокола [106]. Оно открыло дорогу для

иностранных «зеленых» инвестиций в Россию. Механизм, предусмотренный Киотским протоколом, предполагает, что российское предприятие реализует проект, обеспечивающий сокращение эмиссии парниковых газов в атмосферу, а иностранный партнер финансирует этот проект. Страна зарубежного участника получает в этом случае дополнительную квоту на выбросы.

В Кузбассе Институтом угля и углекислоты СО РАН в качестве нашего первого объекта была выбрана шахта «Красногорская». Здесь была смонтирована блочно-модульная котельная, изготовленная на Бийском заводе котельного оборудования. Мощность такой котельной 0,7 МВт. Объемы сжигания метана котельной 2,5 м<sup>3</sup>/мин чистого метана. Но ее достаточно для отопления здания АБК шахты. Мощность котельной рассчитали таким образом, чтобы потребляемой смеси, необходимой для выработки энергии одним модулем, хватало от производительности типичного вакуум-насоса ВВН-50. Подобная установка в Кузбассе (не считая международного финансирования) может окупиться в течение 4-5 лет.

Наконец, использование газопоршневых электростанций и теплоэлектростанций для утилизации углеводородных газов низкого давления является одним из перспективных направлений. Промышленность России выпускает широкий спектр таких станций, созданных на базе дизель-электрических агрегатов мощностью до 1500 кВт.

Наиболее продвинутым является строительство и эксплуатация установки по утилизации шахтного метана на шахте им. С. М. Кирова компанией «СУЭК-Кузбасс». Согласно проекту, мини-ТЭС утилизирует 13,3 м<sup>3</sup>/мин метана (в пересчете на 100%-ный газ), при этом используется газовоздушная смесь с содержанием метана не ниже 30%. На шахте первоначально использовали метан, извлекаемый из двух скважин для получения теплоэнергии в шахтовой котельной. Станция работает с тепловой мощностью 10 т. пара в час и электрической мощностью 0,96 МВт. Поставщиком оборудования на станцию выступила германская фирма Anlagentechnik GmbH. Первоначально газ планировали сжигать метан в факеле, затем наладить выработку тепла и электроэнергии. Проект оценивается в 250 млн руб. СУЭК рассчитывает также привлечь инвестиции за счёт торговых квот на сокращение выброса шахтного метана в атмосферу как парникового газа.

## Утилизация дегазационного метана

Утилизация метана может осуществляться в нескольких направлениях. В Донбассе и Кузбассе вначале пошли по пути заправки автомобильных двигателей шахтным метаном. За рубежом в основном использовали моторы с производительностью 2-3 МВт, в рабочий цикл которых включена операция сжигания газа для производства электроэнергии, формирующийся объем тепла внутри системы охлаждения также используется энергетически (коэффициент использования топлива - 80%).

Если необходимо построить установки с мощностью свыше 100 МВт, то соединяют в одну цепь несколько моторов и подключают к центральной газовой магистрали. Альтернативой этому решению является сжигание метана в газовых турбинах.

Работоспособными в настоящее время являются следующие направления получения электроэнергии и тепла от процесса утилизации шахтного метана:

а) направление подпитки существующей инфраструктуры электрических сетей и централизованного теплоснабжения (установки SFW и Саар Энергия в Саарланде);

б) направление потребления полученной электроэнергии и тепла инфраструктурой шахты (ш.им.Кирова (г.Ленинск-Кузнецкий);

с) направление продажи по заниженной цене данных энергоносителей промышленным предприятиям (фирма SFW в Германии);

д) направление выработки тепловой энергии с преобразованием в холод для систем кондиционирования воздушной струи шахты. Эта возможность использовалась фирмой SFW для снижения температуры воздуха на глубине 1000м до 28°C в польских шахтах и тем самым улучшать условия труда горнорабочих.

В соответствие с концентрацией метана в метановоздушной смеси чистый газ можно использовать для получения тепловой энергии в газогенераторных установках, котельных установках и каталитических энергоустановках.

Газогенераторные установки имеют, как правило, модульное исполнение и функционально включают систему подготовки газа, газопоршневой двигатель и электрический генератор (метановоздушная смесь, которая имеет концентрацию метана от 30% и выше).

В основу функционирования каталитической энергоустановки положено каталитическое окисление метана в керамической камере (метановоздушная смесь менее 1%).

Шахтные котельные установки представлены автономными модульными котельными (АШМК) с химводоподготовкой мощностью от 100.0 кВт до 3,3 МВт. Узел подготовки является отдельным модулем, обеспечивающим очистку метана от влаги, угольной и минеральной пыли.

В настоящее время на Украине имеется большой опыт проектирования когенерационных и тригенерационных технологий совместного производства электроэнергии, тепла и холода с использованием шахтного метана (шахта им. А.Ф.Засядько), чьи технические и технологические решения рационально заложить в функциональную структуру Апсатского энерготехнологического кластера. Проектная электрическая мощность ТЭС составляет 36,4 МВт, тепловая – 35 МВт, в качестве топлива используется шахтный метан. В состав станции входят 12 энергоблоков JMS 620 GSN.LC (рис.4.13.) производства фирмы GE Energy Jenbacher Gas Engines.



*Рис.4.13. - Газопоршневой агрегат JMS 620 GSN.LC*

Двигатель J 620 GS-E01 оснащен системой сгорания Leanox® (разработка GE Jenbacher), позволяющей существенно уменьшить выбросы CO, NO<sub>x</sub> и SO<sub>2</sub>. Основные технические характеристики установки и двигателя приведены в табл. 4.12. Зал теплообменного оборудования представлен на рис. 4.14.

В агрегате установлен генератор компании AVK DIG 130 L4 на 6,3 кВ. Автоматические системы управления каждого модуля – DIA.NE XT – объединены системой управления 2-го уровня Master Control (GE Jenbacher). Все системы станции объединяет АСУ 3-го уровня, которая поставлена

компанией «Синапс» совместно с ООО «Интсол». Трехступенчатая тепловая схема когенерационной установки предусматривает отпуск теплоносителя в виде горячей воды с параметрами 110/70 °С. Сначала осуществляется утилизация тепла смазочного масла, газозвушной смеси и рубашки двигателя, при этом вода подогревается с 70°С до 86 °С. Дальнейший подогрев теплоносителя – до 110 °С осуществляется за счет утилизации тепла выхлопных газов.

*Таблица 4.12. - Основные технические параметры модуля JMS 620 и когенерационной установки в целом*

№№	Наименование параметра	Единица измерения	Единичный показатель для JMS 620	Суммарно по станции
1.	Минимально допустимая концентрация метана в шахтном газе	%	25	25
2.	Расход шахтного газа	Нм <sup>3</sup> /ч	2830	33960
3.	Расход форкамерного газа	Нм <sup>3</sup> /ч	25	300
4.	Электрическая выходная мощность	кВт.э.	3035	36420
5.	Тепловая выходная мощность	кВт.т	2920	35040
6.	Общая (суммарная) генерируемая выходная мощность	кВт.с	5955	71460
7.	Электрический КПД	%	42,9	42,9
8.	Тепловой КПД	%	41,3	41,3
9.	Общий КПД	%	84,2	84,2
10.	Расход теплоносителя	м <sup>3</sup> /ч	62,8	753,6



*Рис. 4.14. - Зал теплообменного оборудования*

Принципиальная схема утилизации тепловой энергии когенерационной установки и ее основные количественные показатели приведены на рис. 4.15.

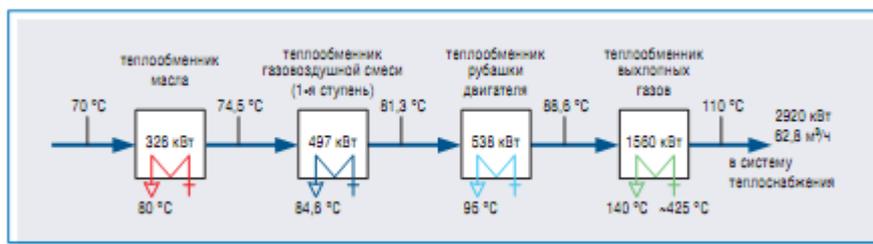


Рис. 4.15. - Принципиальная схема утилизации тепловой энергии энергоблока JMS 620 GSN.LC

В случае низкой присоединенной тепловой нагрузки для удаления излишнего тепла используется система аварийного охлаждения, при этом поток выхлопных газов перенаправляется в обход теплообменника через байпасный выхлоп. Двухэтажная компоновка производственных помещений станции обеспечила компактное расположение установки и сокращение протяженности инженерных коммуникаций. Энергомодули расположены в четырех машинных залах внизу. Здесь также находятся маслохозяйство, насосная, помещение распределительного устройства РУ-6,3 кВ, диспетчерская, вспомогательные и бытовые помещения. Тепловая часть когенерационной установки расположена на уровне 5,4 м. На крыше основного здания ТЭС находятся сухие градирни аварийного охлаждения и охлаждения второй ступени газовой смеси. Общий вид ТЭС, а также вакуум-насосная станция и токопроводы 6,3 кВ от электростанции до подстанции 6,3/110 кВ представлены на рис. 4.16.



Рис. 4.16. - Общий вид ТЭС



*Рис.4.17. - Площадка подготовки газа для газопоршневых агрегатов*

Важной составной частью станции является площадка газоподготовки (рис. 4.17.), которая расположена рядом со зданием ТЭС. Установка газоподготовки обеспечивает контроль и регулирование параметров топливного и форкамерного газа для газопоршневых агрегатов (давление, температура, влажность, содержание твердых примесей и концентрация метана в топливном газе). Для поддержания стабильной работы вакуум-насосов избыточное давление газа на выходе из них не должно превышать 45 кПа. Контроль давления, а также смешивание газа и сброс его избытков на свечу осуществляется на узле смешивания. В связи с требованиями, предъявляемыми Киотским протоколом к системам уменьшения вредных выбросов, свеча будет заменена факельной установкой с автоматической системой розжига. При подготовке топливного газа должна соблюдаться основная зависимость – изменение влагосодержания газа при изменении его температуры. Чтобы обеспечить относительную влажность газа не более требуемых 80% при исходной влажности 100%, шахтный газ направляется в систему охлаждения. Здесь температура газа понижается с 40...46 °С до 35 °С, а конденсат вместе с твердыми примесями отделяется в фильтрах-сепараторах с фторопластовыми пакетами. После этого газ поступает на блоки нагрева, где его температура повышается до 40 °С, а относительная влажность понижается до 80%. Отсепарированная влага подается в бак дегазации для отделения остатков растворенного газа. Горячая вода, которая используется в качестве теплоносителя, подготавливается на когенерационной станции, а хладоноситель – на холодильной станции, состоящей из двух чиллеров общей

холодопроизводительностью 420 кВт. Для запальной дозы (форкамеры) используется природный газ или газ с поверхностных скважин с содержанием метана до 95%. Для обеспечения нормальной и стабильной работы энергоблока требуется форкамерный газ с концентрацией метана не ниже 33% и в незначительных объемах – 25 м<sup>3</sup>/ч при расходе топливного газа 2830 м<sup>3</sup>/ч. При концентрации метана в шахтном газе ниже 25% предусмотрено подмешивание природного газа или газа с поверхностных скважин. Принципиальная схема газоподготовки показана на рис. 4.18.

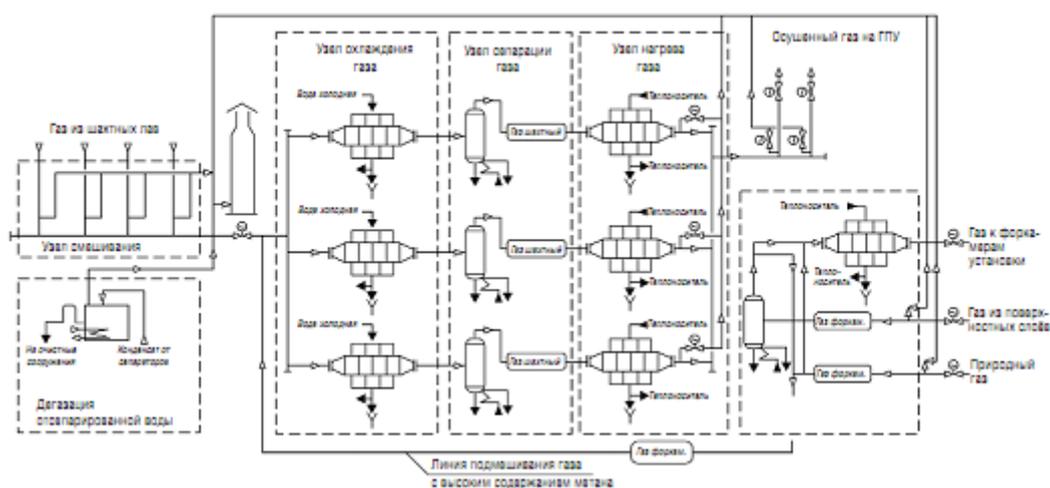


Рис.4.18. - Принципиальная схема газоподготовки

Газ из поверхностных скважин после стабилизации давления поступает на сепаратор, где из него удаляется капельная влага и твердые примеси размером более 5 мкм. Затем газ разделяется на два потока – на запальную дозу и поток подмешивания. При подводе природного газа разделение потоков на запальную дозу и на подмешивание осуществляется сразу после стабилизации давления. На выходе топливного газа из системы газоподготовки измеряются его относительная влажность, давление, концентрация кислорода и метана.

Для Апсатского месторождения может быть рекомендована и схема утилизации дегазационного метана с использованием установки «Катерпиллар» и теплообменника типа КЕ-10-1, 4СО приведенная на рис. 4.19., 4.20. Для нормативной эксплуатации схемы концентрация метана в дегазированной смеси не должна быть ниже 80%. Схема включает метанодренажную систему (вакуум-насосы и газогенератор), газоподготовительные данные, мотор-генераторы электрического тока «Катерпиллар» на 1 МВт каждый, всего 20МВт мощности, и котел –

теплообменник типа КЕ-10-1,4СО. Мотор–генератор «Катерпиллар» расходует 5м<sup>3</sup>/мин метано-воздушной смеси с концентрацией метана 80% на выработку 1МВт мощности. Один котел КЕ-10-1,4СО требует не менее 15 м<sup>3</sup>/мин метановоздушной смеси с концентрацией метана более 25%, т.е. всего 75м<sup>3</sup>/мин. Тепловая мощность установки составляет 60-70 Гккал/час.

Эффективным способом промышленной добычи угольного метана является отечественный способ предварительной дегазации шахтных полей с использованием гидравлического и/или физико-химического расчленения пласта, разработанный в МГИ-МГГУ в период 1967-1970гг. [107]. В основе метода лежит процесс высокотемпового нагнетания рабочей жидкости (воды или, для интенсификации метаноотдачи, растворов химически и/или поверхностно-активных веществ) через скважину в пласт (см. «Методические рекомендации РФ 15-09-2006»). Рабочая жидкость, внедряясь по естественным трещинам в угольный пласт, расширяет их и объединяет в единую гидравлическую сеть, ориентированную к скважине. После удаления части закачанной рабочей жидкости из пласта, скважина эксплуатируется по добыче угольного метана.

Опыт работы скважин гидрорасчленения после гидравлической и физико-химической обработок мощных и средней мощности пластов в Карагандинском угольном бассейне (ш. им. В.И. Ленина) показал, что блок из 12 скважин может добывать метан с дебитом до 200 тыс.м<sup>3</sup>/мес., а прогнозный съём метана с 1т угольных запасов может достигать 8-10м<sup>3</sup>/т.

С начала восьмидесятых годов XX в. в США начаты интенсивные работы по разведке и добыче угольного метана на основе способов «Hydrofracturing», что является продолжением работ по развитию способа гидравлического расчленения пласта, и «Cavitation». На угольных месторождениях San Yuan и Black Warrior начали бурить сотни и тысячи скважин на угольный метан. Уже к 1994г. в работе по добыче метана находилось более 6 тысяч скважин с общим дебитом чистого метана 240 млн м<sup>3</sup>/год.

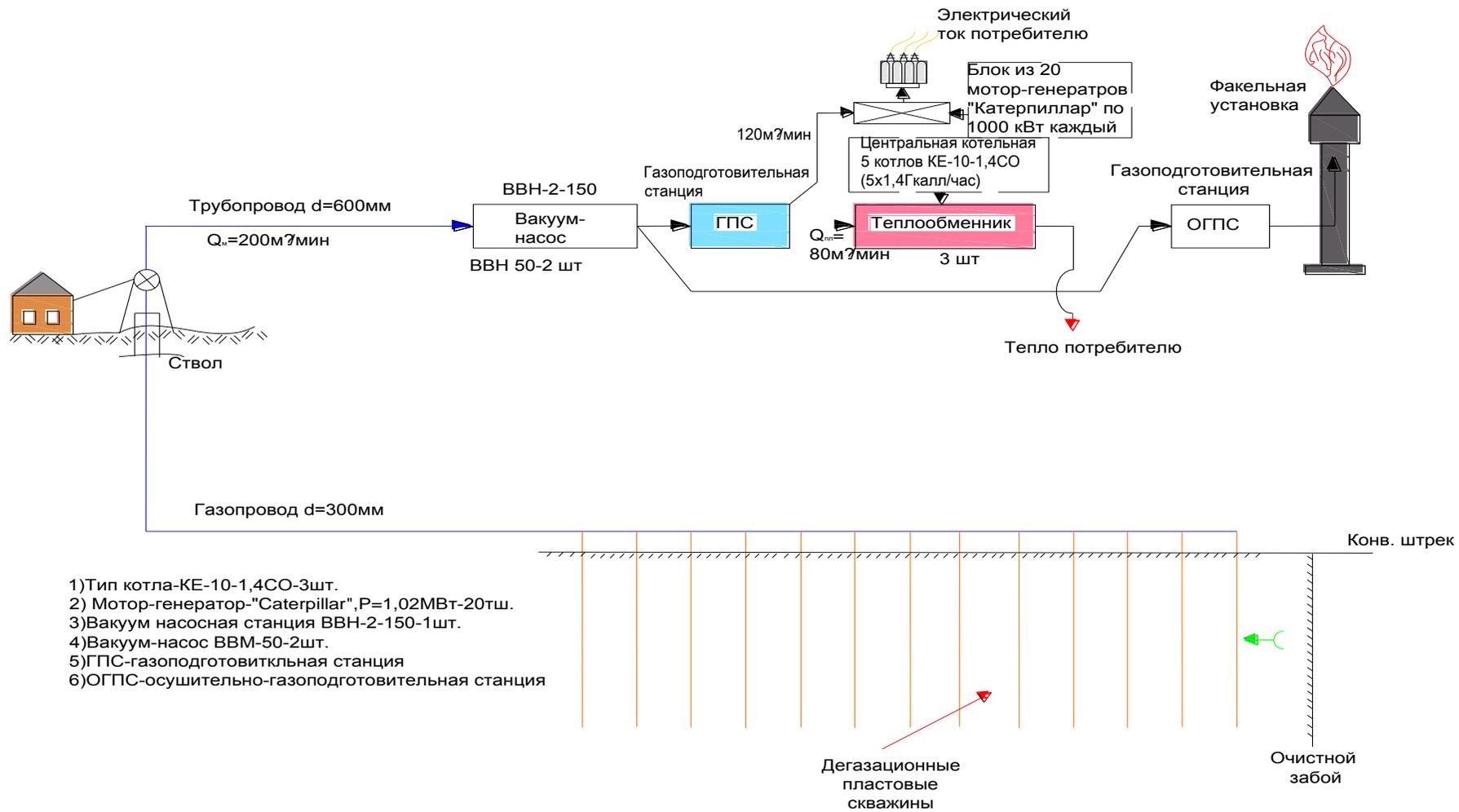


Рис. 4.19. - Схема утилизации метана (80%) в котлах и мотор-генераторах

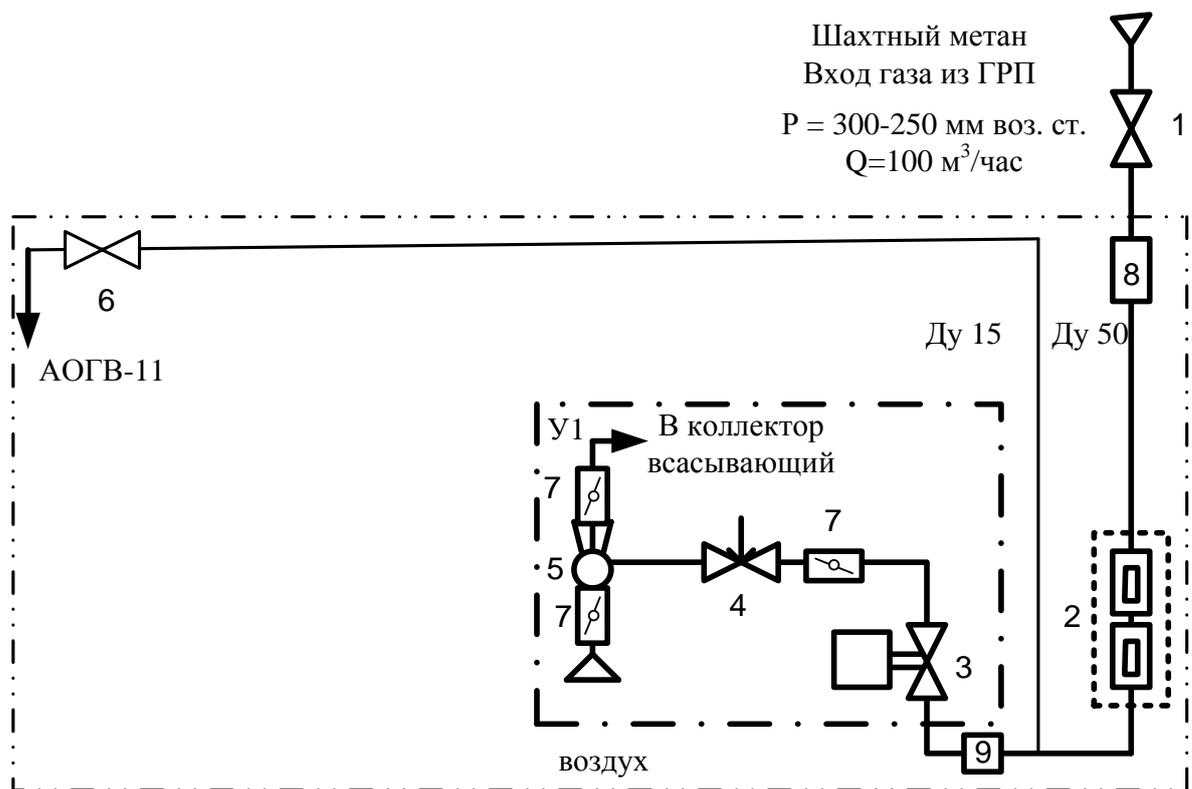


Рис. 4.20. - Схема газоподготовки и газоснабжения мотор-генераторной электростанции

Благодаря патронажной политике Правительства США работы по добыче угольного метана (как альтернативного энергоисточника) получили существенные налоговые льготы, что способствовало их интенсификации. В настоящее время работы по разведке ресурсов метана, бурению скважин и его добычи ведутся в 24 штатах США, но 88% объема угольного метана добывают в районе Rocky Mountain. Так, в 2002г. из 10991 работающих по добыче метана скважины получили 26,4 млн.м<sup>3</sup>/сут. угольного метана или в среднем 2407м<sup>3</sup>/сут. из одной скважины.

В условиях Апсатского месторождения затраты на сооружение 1 скважины оцениваются из расчёта 3000 руб./п.м. Скважина глубиной 1км будет в этих условиях стоить 3 млн. руб., а комплекс из 12 скважин 36 млн. руб. или 1 млн. ам. долл.

Первый блок 12 поверхностных метанодобывающих скважин целесообразно расположить вблизи главного ствола шахты «Центральная», участок II, где имеются источники энергии, воды и подъездные пути. Скважины бурятся с поверхности на подсветы I<sub>зср.1</sub> – I<sub>зср3</sub> Чепанской свиты, сложенной песчаниками, алевролитами, углями, гравелитами. Газоносность угольных пластов участка «Центральный I» составляет 20-25м<sup>3</sup>/т, глубина

залегания пластов колеблется от 1000 до 1650 м. Давление метана на такой глубине в пласте может достигать 4 МПа и более.

Пробурив блок из 12 скважин на подошвы  $I_{зср.1} - I_{зср.3}$  можно получить устойчивый общий дебит угольного метана в объеме  $30 \text{ м}^3/\text{мин}$  или 15,8 млн.  $\text{м}^3/\text{год}$ , что позволит получить доход от продажи угольного метана на внутреннем рынке (70 ам. долл. за  $1000 \text{ м}^3$ ) в размере 1103 тыс. ам. долларов в год.

Кроме того, доход от добычи угольного метана может быть получен за счет эмиссионной торговли квотами парниковых газов в соответствии с Киотским протоколом. С учетом цены 1 т углеродного (по углекислому газу) эквивалента 8-9 ам. долл. за  $1000 \text{ м}^3$  метана дополнительный доход от работы 12 скважин по добыче метана оценивается в размере 134,3 тыс. ам. долл. в год.

Таким образом, общий доход от эксплуатации 12 метанодобывных скважин составляет 1134,3 тыс. американских долларов в год. Таким образом, затраты на добычу метана окупятся менее, чем через 1 год, а дальнейший доход от добычи угольного метана может быть использован для повышения рентабельности шахты.

Для проведения работ по промысловой добыче метана требуется проведение следующих технических мероприятий:

- бурение скважин внутренним диаметром 4'' или 6'' с поверхности на свиту газоносных угольных пластов, метаноносность которых превышает  $13 \text{ м}^3/\text{т}$  (см. Методические указания РФ РД-15-09-2006);
- обсадка и цементация затрубного пространства скважин и обвязка их устьев;
- последовательное гидropескоструйное вскрытие дегазируемых угольных пластов гидropерфоратором снизу вверх по стратиграфической глубине с последующим их гидрорасчленением;
- после каждой пластооперации по вскрытию и гидрорасчленению нижнего пласта вскрытый интервал пересыпается песком, и переходят к пластооперации вышележащего пласта;
- по окончании гидрорасчленения всех промысловых пластов песчаную пробку в скважине размывают и приступают к осушению скважины и раскрытых трещин; активизация осушения осуществляется компрессором – эрлифт; истечение метана из пластов начинается после откачки 15% объема закачанной жидкости, активное – после 30-40% ;

- процесс гидравлического расчленения проводят или стационарными высоконапорными насосами или передвижными плунжерными насосами, смонтированными на колесном ходу;

- для активизации добычи метана и увеличения срока эксплуатации скважины, ее подключают к вакуум-насосу с предварительным осушением дегазируемой смеси;

- от вакуум-насосной установки метан направляется на утилизацию потребителям.

Для промышленной добычи метана используют следующее оборудование и установки:

- для обсадки скважин: цельнотянутые нефтяные трубы с толщиной стенки 7мм;

- для цементации затрубного пространства: цемент марки 500;

- для вскрытия угольного пласта из скважины: гидropескоструйный перфоратор типа АП-6М;

- для откачки воды из скважины: станки-качалки типа СК-6 или эрлифт с компрессором типа КПУ15/100;

- для закачки воды в режиме гидрорасчленения: передвижная установка УН-450х700 на шасси КраЗ 65101 (можно использовать также Урал 4320) или комплект типа SKM (США-Турция) или IPV7-250 и IPC-250 (ОАО «Гидроагрегат»);

- для вскрытия пласта, установки песчаных мостов и закрепления трещин гидрорасчленения песком: пескосмесительный агрегат ЗПА-700;

- для физико-химической обработки пласта: агрегат кислотной обработки АЗИНмаш-35;

- для поверхностного комплекса: вакуум-насосы для дегазации шахт; устьевые головки на давление до 70МПа; газопроводные трубы на давление перекачки газа диаметром с пропускной способностью равной суммарной производительности добычных скважин (в данном случае – 1800м<sup>3</sup>/час);

- насосы для подачи воды для процесса гидрорасчленения пласта на расход 380м<sup>3</sup>/час.

Техническая эффективность дегазации угольных пластов с использованием гидрорасчленения пластов оценивается следующим образом:

- при использовании в качестве рабочей жидкости воды и удалением воды станками – качалками (СК)  $K_0 = 0,35 - 0,45$ ;

- при использовании растворов поверхностно-активных веществ и удалением воды СК,  $K_d = 0,40 - 0,50$ ;

- при использовании растворов химически активных веществ (растворы 2% соляной кислоты) и откачки жидкости СК,  $K_d = 0,5 - 0,6$ .

### Проектные решения по обогащению добываемых углей

#### Обогатимость углей

На стадии предварительной разведки Северо-Восточного Юго-Восточного (нижний угленосный горизонт) и Центрального-2 (верхний угленосный горизонт) участков Апсатского месторождения Восточным научно-исследовательским углехимическим институтом (ВУХИН) проведено изучение коксующести углей в полупромышленных условиях, а по основным пластам в институте «КузНИИУглеобогащение» изучена их обогатимость.

Изменение основных показателей качества и свойств углей по пластам и установление пространственных границ отдельных технологических марок углей изучалось по результатам исследований отдельных рядовых проб на разведочных скважинах и горных выработок (канав, штолен) в ВУХИН, углехимических лабораториях ПГО «Запсибгеология» и ПГО «Читагеология», кроме того в УралВТИ выполнено исследование физико-химических и теплотехнических свойств угля из зоны окисления.

На основании анализа материалов всех видов вышеуказанных исследований даны оценка качества, технологических и теплотехнических свойств, обогатимости углей, установлено их положение в Единый промышленно-генетической классификации углей СССР и определены пути эффективного использования в коксохимической промышленности и для энергетических целей (табл.4.13.).

Таблица 4.13. - Краткий сертификат на угли Апсатского месторождения

	Участок Восточный (пласт В <sup>2+4</sup> )	Участок Центральный-П (пласт С <sup>2</sup> )
Влажность (MOISTURE)	1,5%	1,4%
Зольность (ASH)	14,2%	31,9%
Летучие (VOLAUT ILEMATTER)	25,9%	33,3%
Углерод (FIXED CARBON)	35,2%	83,7%
Калорийность (сухой) [CALORIFIC VALUE (AIR-DRY BASE)]	6560	6130

Общее содержание серы (TOTAL SULPHUR)	0,3%	1,2%
Общая влажность (TOTAL MOISTURE)	3,3%	2,7%

Обогащаемость углей изучена по валовым пробам с отдельных пластов в институте «КузНИИУглеобогачение», и дополнительно на обогатительных установках опытного завода ВУХИН. В результате этих исследований установлено, что угли, как верхнего, так и нижнего угленосных горизонтов относятся по ГОСТ 10100-84 к «очень трудной» (IУ) категории обогатимости.

Теоретический баланс обогащения по результатам исследования в институте «КузНИИУглеобогачение» основных пластов нижнего и верхнего угленосных горизонтов и приводится ниже в табл. 4.14.

Таблица 4.14. - Теоретический баланс обогащения углей Ансамского месторождения

№№ выработок	Индекс пласта	Наименование продукта	Плотность 1400, 1800 кг/м <sup>3</sup>	
			Выход %	Зольность %
Нижний угленосный горизонт				
Шт. 6	В <sup>1</sup>	Концентрат	76,72	8,4
		Промпродукт	19,66	22,8
		Отходы	3,82	78,7
		Рядовой уголь	100	13,8
Шт.5	В <sup>2+3</sup>	Концентрат	74,73	8,4
		Промпродукт	22,85	21,9
		Отходы	2,42	57,5
		Рядовой уголь	100	12,7
Шт. 9	«»	Концентрат	96,1	8,9
		Отходы	3,9	63,4
		Рядовой уголь	100	11,0
Шт. 1	В <sup>5</sup>	Концентрат	71,92	8,9
		Промпродукт	25,02	22,7
		Отходы	3,06	48,9
		Рядовой уголь	100	13,6
Шт. 6	«»	Концентрат	81,28	7,8
		Промпродукт	15,99	19,8
		Отходы	2,73	74,5
		Рядовой уголь	100	11,5
«»	В <sup>6</sup>	Концентрат	71,9	8,6
		Промпродукт	16,1	23,3
		Отходы	12,0	75,9
		Рядовой уголь	100	19,0
Верхний угленосный горизонт				
Шт. 11	С <sup>2</sup>	Концентрат	28,42	10,5
		Промпродукт	32,13	35,6
		Отходы	39,45	57,3
		Рядовой уголь	100	44,0

Основными технологически вредными компонентами для углей, используемых для коксохимического производства, являются фосфор ( $P^d$ ) и сера ( $S^t$ ).

Пределы колебаний и средние содержания серы общей и фосфора, определенное химическим путем, по отдельным пластопересечениям и пластами в целом приведено ниже

Средние содержание фосфора и серы в обогащенных углях основных пластов Апсатского месторождения (табл. 4.15.)

Таблица 4.15. - Содержание фосфора и серы в обогащенных углях

	Массовая доля, %			
	Зона окисления		Вне зоны окисления	
	Фосфора $P^d$	Серы $S^t$	Фосфора $P^d$	Серы $S^t$
Нижний угленосный горизонт				
$B^I$	–	0,56	0,005	0,46
$B^{In}$ $B^{2+4}$	0,004	0,37	0,004	0,45
$B^{2+4}$	0,07	0,28	0,006	0,35
$B^{6}$ $B^{2+4}$	–	–	0,001	0,37
$B^5$	0,024	0,30	0,018	0,35
$B^6$	0,005	0,43	0,015	0,38
$B^7$	0,006	0,31	0,014	0,30
$B^{I6}$ $B^7$	0,004	0,39	0,004	0,47
$B^8$	0,004	0,56	0,006	0,55
$B^9$	0,004	0,66	0,012	0,70
Всего	0,013	0,41	0,008	0,45
Верхний угленосный горизонт				
$C_1$	0,005	0,67	0,005	1,30
$C_2$	0,008	0,94	0,008	0,95
$C^6_2$	0,009	0,83	0,009	1,14
$C^n_3$	0,004	0,75	0,005	0,85
$C_3$	0,017	0,80	0,004	0,97
Всего	0,009	0,80	0,006	1,04

Угли Апсатского месторождения рекомендуются для использования в слоевом процессе коксования, при котором наряду с основным продуктом – металлургическим коксом – получают ряд жидких и газообразных продуктов (таблица 4.16).

Таблица 4.16. - Выход химических продуктов коксования углей Апсатского месторождения

№№ што-лен	номер пробы, индекс пласта	Технический анализ			Выход на сухую пробу, %						Выход газа м <sup>3</sup> /тн		Состав газа (объемный), %				
		V <sup>a</sup>	A <sup>d</sup>	V <sup>daf</sup>	Пиро-генети-ческая вода	Смола	Бензол	Аммиа к	Кокс	Газ+ потери	Факт	Приве-ден 4000 ккал	H <sup>2</sup> S	CO <sup>2</sup>	C <sup>m</sup> H <sup>n</sup>	O <sup>2</sup>	CO
Нижний угленосный горизонт (участок Северо-Восточный)																	
9	Проба 240 пл. В <sup>2+4</sup>	0,4	15,3	26,1	3,78	3,40	1,02	0,15	77,74	13,91	327	342	0,07	2,65	1,67	0,50	7,53
9	Проба 239 пл. В <sup>2+4</sup>	0,4	15,6	28,9	3,72	4,30	0,99	0,16	77,07	13,76	303	371	0,21	2,25	2,14	0,50	6,92
10	Проба 507 пл.В <sup>5</sup>	2,5	17,9	26,2	2,99	0,66	0,47	0,16	76,90	18,82	385	328	0,08	4,06	0,34	0,50	18,90
10	Проба 519 пл. В <sup>6</sup>	1,8	14,6	26,0	3,69	0,76	0,47	0,18	76,70	18,20	378	330	0,12	3,85	0,33	0,50	19,11
10	Проба 523 пл. В <sup>7</sup>	0,7	18,8	26,8	4,05	2,86	0,86	0,20	78,03	14,0	308	316	0,15	3,15	1,14	0,50	8,23
10	Проба 531 пл. В <sup>6</sup> В <sup>7</sup>	0,5	20,8	28,7	4,23	3,60	1,05	0,18	76,82	14,12	323	344	0,19	2,50	1,42	0,50	7,06
Верхний угленосный горизонт (участок Центральный-II)																	
11	Проба 725 пл. С <sup>3</sup>	1,8	49,8	31,7	5,28	3,0	1,1	0,18	74,18	16,26	336	362	0,27	4,62	1,72	0,50	16,10

№№ штолен	Номер пробы, индекс пласта	Состав газа (объемный) %			d кг/м <sup>3</sup>	Q ккал/ м <sup>3</sup>
		H <sup>2</sup>	CH <sup>4</sup>	N <sup>2</sup>		
Нижний угленосный горизонт (участок Северо-Восточный)						
9	Проба 240 пл. В <sup>2+4</sup>	53,82	25,73	3,03	0,4548	4184
9	Проба 239 пл. В <sup>2+4</sup>	57,59	27,73	2,66	0,4570	4372
10	Проба 507 пл.В <sup>5</sup>	55,85	15,81	4,46	0,5491	3409
10	Проба 519 пл. В <sup>6</sup>	57,31	16,23	2,55	0,5283	3488
10	Проба 523 пл. В <sup>7</sup>	57,40	25,83	3,56	0,4727	4102
10	Проба 531 пл. В <sup>6</sup> В <sup>7</sup>	58,23	27,44	2,66	0,4510	4268
Верхний угленосный горизонт (участок Центральный-П)						
11	Проба 725 пл. С <sup>3</sup>	49,50	26,91	0,38	0,5716	4310
11	Проба 707 пл. С <sup>2</sup>	53,97	28,37	0,28	0,4178	4527

Примечание: угли проб 507 и 519 окислены в недрах.

Полученные данные показывают, что с повышением выхода летучих веществ и показателей опекающей способности увеличивается; выход смолы, бензола и коксового газа. Для углей месторождения характерен низкий выход аммиака в связи с низким содержанием в органической массе углей азота.

Проведенные исследования и полупромышленные испытания углей нижнего угленосного горизонта показали, что коксуемость углей различных марок и групп неодинакова, она может заметно различаться даже в пределах одной марки (группы). Несмотря на это, все изученные угли по технологическим свойствам и направлению использования в коксохимическом производстве могут быть сгруппированы в две группы:

- первая - марки Ж(КЖ) К(1К, 2К);
- вторая - марки ОС, КС,

Первая группа объединяет угли повышенной коксуемости которые образуют прочный металлургический кокс при самостоятельном коксовании и могут служить спекающей основой шихт включающих углей. Это наиболее

ценный для слоевого коксования тип углей.

В результате индивидуального коксования углей марки Ж, группы КЖ получен кокс с показателями  $M_{25}=88,1-88,8\%$ ,  $M_{10}=7,7-7,8$ , высокая спекаемость этих углей, позволяет получать кокс достаточно высокой механической прочности при сочетании их в шихте с значительным количеством (до 40%) слабоспекающихся газовых углей. Так при, сочетании с апсатским углем марки ОС показатель  $M_{25}$  находится на уровне 90,2-90,4%,  $M_{10}=6,0-6,4$ . Полученные результаты показывают, что апсатские угли группы II по коксуемости приближаются к наиболее ценным для коксования углям типа карагандинских и печорских КЖ.

В результате коксования углей марки К группы 1К наибольшую ценность представляет уголь из пласта В<sub>9</sub>. При самостоятельном коксовании он образует кокс максимальной механической прочности  $M_{25}=91,0\%$ ,  $M_{10}=6,8\%$ , по этим показателям апсатский уголь не уступает южно-якутским углям марки 2КЖ, высокая коксуемость подтверждается также показателями прочности кокса  $M_{25}=89,8\%$   $M_{10}=7,2\%$ , в результате его коксования такой кокс может быть использован в доменных печах самого большого объема. Результаты самостоятельного коксования углей марки К группы 2К показали, что уголь образует прочный металлургический кокс ( $M_{25}=89,4\%$ ,  $M_{10}=8,6\%$ ) хорошо сочетается в шихте со слабоспекающимися углями (в том числе частично окисленными) других пластов Апсатского месторождения, а также с газовыми углями других бассейнов.

В целом апсатские угли марки ОС представляют значительную ценность как высококачественный отощающий компонент шихт, имея более высокие показатели коксуемости чем угли Анжеро-Судженского района Кузбасса. Угли марки КС при самостоятельном коксовании образуют кокс достаточно высокой механической прочности ( $M_{25}=87,4\%$ ,  $M_{10}=10,0\%$ ). и являются хорошим присадочным компонентом для углей марки Ж и Г17 Кузнецкого бассейна. При участии последних в шихте в количестве 40-50% показатели прочности кокса составляют по  $M_{25}=87,4\%-38,0\%$ , по  $M_{10}=8,8-9,5\%$

Проведенные опытные коксования углей пласта С<sub>2</sub>, верхнего угленосного горизонта показали, что наиболее прочный кокс может быть получен при сочетании апсатского угля марки Ж, группы 2Ж с Южно-Якутскими углями марок К-ОС. Кокс, полученный из шихт состава:

апсатский уголь марки Ж=40-30%, Южно-Якутский уголь 60-70%, характеризовался показателями прочности по М25 на уровне 88,2-89,8% и М10=7,0-7,6%. Кокс такой механической прочности удовлетворяет самым жестким требованиям доменного и литейного производства. Сопоставление результатов коксования многокомпонентных шихт - базовой с участием угля марки Ж ЦОФ Беловская и опытной с участием апсатского угля (верхнего угленосного горизонта) марки Ж показывает, что кокс из опытной шихты лишь несущественно отличается от базового варианта.

Показатель прочности М25 у них практически одинаковый (83,6% и 83,4%), показатель истираемости М10 несколько выше у опытного варианта (на 1,6%), ситовой состав кокса у опытного варианта характеризуется некоторым увеличением содержания крупных классов (класс +80 – на 5,9%, класс 60-80 мм на 1,2%) и снижением класса 40-60 мм (на 5,6%) и класса 25-40мм (на 1,8%).

Таким образом, неокисленный апсатский уголь марки Ж верхнего угленосного горизонта может быть использован в современной технологии слоевого коксования в качестве спекающей основы шихт, включающих значительное количество отошающих углей. По коксуемости они близки к углям марки Ж Кузнецкого бассейна и Эльгинского месторождения, но уступает им по зольности и сернистости и технико-экономическим показателям обогащения.

Для решения вопросов обогащения углей при определении промышленной значимости Апсатского месторождения в данной работе использовались:

по участку Северо-Восточному (шахта «Крутая» - исследования института «КузНИИУглеобогащение пластов» В<sub>1</sub>, В<sub>2+3</sub>, В<sub>2+4</sub>, В<sub>5</sub>, В<sub>6</sub>, В<sub>7</sub>, В<sub>8</sub>, В<sub>9</sub> по пробам, отобраным в геологоразведочных штольнях №6, 7, 9 в 1984-1987 гг. на участке Юго-Восточном Апсатского месторождения. Ситовые и фракционные составы углей одноименных пластов приняты в качестве аналогов для пластов Северо-Восточного участка;

по участку Центральному П (шахта «Центральная») – исследования институтом КузНИИУглеобогащение обогатимости пласта С<sub>2</sub> по валовой пробе, набранной в штольне №II в 1969 г. Эти исследования приняты в качестве аналога при оценке обогатимости пластов С<sub>2</sub><sup>в2</sup> и С<sub>3</sub>.

Выход классов и их зольность представлены в таблице 4.17.

Таблица. 4.17. - Выход классов и их зольность

Символ пласта	Класс крупнее 13мм					
	-1,4		1,4-1,8		Обогащаемость	
	Выход, %	Зола, %	Выход, %	Зола, %	Показатель "Т"	Категория
1	2	3	4	5	6	7
B1	73	9	23,1	20,7	24	IV
B2+4	73,8	11	23,8	20,6	24,4	IV
B5	78,3	9,1	19,5	18,8	19,9	IV
B6	59,7	10,4	22,8	21,9	27,6	IV
B7	66,8	10,8	29,9	22,1	30,9	IV
B8	52,4	11,4	39	23,9	42,7	IV
B9	47,6	9,6	26,8	29,2	36	IV
C2	8,9	14,6	34,9	37,9	79,7	IV

Продолжение табл.4.17.

Символ пласта	Класс крупнее 13мм							
	-1,5		1,5-1,8		Обогащаемость		-1,4	
	Выход,	Зола,	Выход,	Зола,	Показатель "Т"	Категория	Выход,	Зола,
1	8	9	10	11	12	13	14	15
B1	89,1	10,6	7	26,8	7,3	II	88	8,3
B2+4	90,1	12,3	7,5	26,3	7,7	II	79,1	7,9
B5	93,4	10,3	4,4	24,7	4,5	II	55,8	6,5
B6	73,5	11,6	9	29,4	10,9	II-III	80,8	8,3
B7	85,9	12,4	10,8	28,9	11,2	III	77,6	7,8
B8	77,5	14	13,9	31,8	15,2	III	78,8	8,3
B9	64,3	12,4	10,1	43,4	13,6	III	65,4	10
C2	18,7	21,4	25,1	42	57,3	IV	43,4	10,2

Продолжение табл.4.17.

Символ пласта	Класс 0,5- 13мм									
	1,4-1,8		Обогатимость		-1,5		1,5-1,6		Обогатимость	
	Выход,	Зола,	Показа- тель "Т"	Катего- рия	Выход,	Зола,	Выход,	Зола,	Показа- тель "Т"	Катего- рия
1	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
B1	16,9	25,3	17,4	III-IV	91,7	10,1	5,2	32,5	5,4	II
B2+4	13,3	23,8	17,1	III-IV	89,1	9,2	6,3	29,8	6,6	II
B5	11,4	21,5	11,7	III-IV	92,3	7,2	4,9	27,1	5	II
B6	11,5	26,5	12,5	III-IV	87,4	9,3	4,9	32	5,3	II
B7	20,5	24	20,9	IV	89,4	10	8,7	23,6	8,9	II
B8	15,9	29,5	16,8	III-IV	85,3	9,6	7,4	38,8	8,7	II
B9	24	29,2	26,8	IV	77,9	11,8	11,5	37,6	12,8	III
C2	30,7	33,9	41,4	IV	56,1	13,5	18	40,3	24,3	IV

## ВЫВОДЫ

1. В результате анализа основных составляющих при проектировании многофункциональной шахтосистемы Апсатского каменноугольного месторождения выявлена низкая степень технологичности отработки запасов месторождения. Это накладывает особые требования к безопасному ведению горных работ, необходимости постоянного мониторинга геологических, сейсмических и гидрогеологических процессов при освоении запасов Апсатского каменноугольного месторождения.

2. Анализ существующих проектных проработок выявил низкую технико-экономическую эффективность реализации данных проектов: низкий уровень внутренней нормы рентабельности (8-12%), длительные дисконтированные сроки окупаемости капитальных вложений (16-20 лет), низкий индекс доходности (3-5%) и довольно низкий коэффициент извлечения запасов, что создает предпосылки для поиска новых нетрадиционных решений по повышению технико-экономической эффективности отработки запасов Апсатского каменноугольного месторождения.

3. Проведенный анализ процессов формирования компонентных структур в МС показал, что основополагающие факторы, оказывающие непосредственное влияние на этот процесс могут быть математически формализованы с использованием так называемых «качественных» методов. С этой точки зрения обосновано корректное использование математического аппарата НКК в целях моделирования процесса образования КС. Модифицирована методика построения НКК применительно к процессу образования компонентных структур: осуществлен выбор карт Силова В.Б., выбрана Гауссова функция принадлежности для формализации девятиуровневого классификатора, описывающего связи между концептами. Рассмотренный научный подход, реализующий модифицированную методику НКМ процесса образования КС, позволяет утверждать о применимости данного подхода к рассматриваемому процессу. На основании анализа достоверности и устойчивости НКК, а также рассчитанных интегральных показателей можно сделать вывод о применимости построенной нечеткой когнитивной карты для целей моделирования процесса образования функциональной структуры многофункциональной шахтосистемы (кластера) отработки запасов Апсатского каменноугольного месторождения.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выходная формула работы представлена в следующем изложении: - диссертация является научно-квалификационной работой, в которой в авторском изложении представлены методологические и методические положения проектирования многофункциональных шахтосистем (кластеров) на базе когнитивного подхода, имеющих важное значение для развития теоретических основ проектирования угледобывающих предприятий на современном уровне технологического уклада в угольной отрасли.

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

1. В результате анализа состояния угольной отрасли РФ выявлено, что для того, чтобы обеспечить должную конкурентоспособность и инвестиционную привлекательность на рынке угольной продукции, уже к 2020 г. необходимо реализовать ряд крупномасштабных инновационных проектов с целью увеличения темпов прироста производительности труда в отрасли не менее, чем в 3-5 раз. В связи с этим актуализируется необходимость более интенсивного внедрения и участия в процессе угледобычи многофункциональных шахтосистем, как объективной предпосылки структурных преобразований в угольной сфере производства. При этом формирование инновационных угольных производств-кластеров и, естественно, создание методологии их проектирования, диктуется как исчерпанными возможностями логистики, так и ограничениями финансовых инвестиций, возросшими требованиями в экологической и социально-экономической сферах и области промышленной безопасности.

2. Установлено и показано, что теоретической основой методологического научно-методического обеспечения концепции обоснования функциональных структур многофункциональных шахтосистем (кластеров) является когнитивный подход, который предусматривает формирование последовательных итераций причинно-следственной структуризации всех возможных функциональных структур угольных кластеров, в конечном итоге предполагая выделение оптимальной. При этом когнитивное моделирование, реализованное на когнитивной карте, характеризует устойчивое технологическое-экономическое развитие угольных кластеров и позволяет в режиме реального времени выделять и анализировать

все возможные сценарии «пессимистического» и «оптимистического» характера, присущие устойчивому развитию.

3. На базе проведенных исследований, установлено, что основополагающей предпосылкой формирования высокоэффективной организационно-экономической модели многофункциональной шахтосистемы является оптимальный уровень производственной мощности базового элемента (угольной шахты), увязанный со строго пропорциональными зависимостями производственных мощностей вспомогательных производств, реализующих экологически «чистые угольные технологии» с должным уровнем синергического эффекта.

4. Согласно проведенным исследованиям, основными элементами, оказывающими негативное влияние на формирование рентабельности многофункциональной шахтосистемы Апсатского месторождения являются технологии коксохимии, технологии переработки техногенных отходов, технологии углегазоэлектрического комплекса (ЛУГЭК). Таким образом, в состав функциональной структуры многофункциональной шахтосистемы (кластера) Апсатского месторождения рационально включить следующие составляющие: технологии углехимии, технологии переработки метана, технологии когенерации и тригенерации и технологии углеобогащения.

5. В качестве основных вариантов базовой составляющей отработки запасов рационально рассмотреть следующие:

Вариант 1 – отработка запасов месторождения открытыми горными работами с обогащением всей добытой горной массы на обогатительной фабрике;

Вариант 2 – отработка запасов пласта С<sub>2</sub> подземным способом с обогащением всей добытой горной массы на обогатительной фабрике;

Вариант 3 – комплексная отработка запасов Апсатского месторождения (подземным и открытым способом) с обогащением всей добытой горной массы на обогатительной фабрике.

Результаты расчетов показывают, что при принятых условиях и ценах отработка запасов на участке открытых работ может являться высокорентабельной (срок окупаемости 4,7 лет). Строительство шахты совместно с ОФ (вариант 2) несмотря на длительные сроки окупаемости позволяет получить положительные экономические результаты. Однако этот вариант наименее стабилен и наиболее подвержен влиянию рисков.

Комплексное освоение Апсатского месторождения (вариант 3) является наиболее рациональным с точки зрения полноты использования недр, так как отработка максимального объема запасов остается экономически эффективной и целесообразной. В случае же полного обогащения всей горной массы и переработки в дополнительные виды продукции на основе технологий углехимии, переработки метана и когенерации данный вариант обеспечивает и наибольший экономический результат.

6. Разработанные практические рекомендации нашли применение при обосновании проектных решений по планированию развития горного производства в рамках открытого акционерного общества «СУЭК» при отработке запасов Апсатского каменноугольного месторождения.

## Литература

1. Таразанов И.Г. Итоги работы угольной промышленности за январь-декабрь 2017гг. //Уголь – 2018. №3. – С.58-73.
2. Яновский А.Б. Основные тенденции и перспективы развития угольной промышленности России. //Уголь – 2017. №8. – С.10-14.
3. Малкин А.С., Агафонов В.В. Предпосылки создания методологии концептуального проектирования многофункциональных шахтосистем. Горный информационно-аналитический бюллетень. -2013.-№7. С.32-37.
4. Харитонов В.Г. и др. Предпосылки генезиса инновационных проектов горнотехнических систем типа: SDS, RTS, MFMS / В.Г. Харитонов, А.В. Ремезов, С.В. Новоселов // Уголь .— 2011. №10 .- С. 50-53.
5. Энергетическая стратегия развития России на период до 2035 года. [Электронный ресурс]. – URL: <http://energystrategy.ru> (дата обращения 05.08.2018г.).
6. Харитонов В.Г. и др. Основные постулаты при проектировании шахтосистем типа SDS, RTS, MFMS в условиях изменения состояний внутренней и внешней среды / В.Г. Харитонов, А.В. Ремезов, С.В. Новоселов // Уголь . - 2011. №9. С. - 20-21.
7. А. А. Абрамов. Переработка, обогащение и комплексное использование твердых полезных ископаемых; Учебник для вузов. В 3т.-2-е изд., стер.- М.: изд-во МГГУ, 2004. -Т1. Обогащительные процессы а аппараты. -470с.
8. А.В. Ремезов., А.А. Черкашин, Д.О. Дабринян, К.А. Бубнов //Аналитический обзор существующих и развивающихся технологий комплексного использования каменных углей//ТЭК и ресурсы Кузбасса. №4(45), 2009 .С.35-44.
9. Сверчков С.Р., Шевелев Ю.А. К вопросу производств бензина и дизельного топлива из угля//ТЭК и ресурсы Кузбасса, №2, 2007. С.37-39.
10. Энергетика России: проблемы и перспективы: тр. Науч. сессии РАН: Общ. Собрание РАН 19-21 декабря 2005г./ под ред. В.Е. Фортова, Ю.Г. Леонова; РАН.- М.: Наука, 2006. - 499с.
11. Голик А.С., Новоселов С.В., Ремезов А.В., Зубарева В.А./Проблемы метана и влияние разработки газугольного месторождения Кузбасса на глобальное изменение климата. Кемерово. 2009. -294с.

12. К.Н. Трубецкой, В.В. Гурьянов// К вопросу о развитии промышленной добыче метана угольных месторождений и ее рентабельность.// Уголь. - №1, 2007. С.55-57.
13. Трубецкой К.Н., Гурьянов В.В. Повышение эффективности подземной разработки высокогазоносных угольных месторождений на основе организации совместной добычи угля метана//Уголь №9, 2003. С.3-6.
14. Пучков Л.А., Сластунов С.В. Системный подход к решению проблемы угольного метана. Труды VII Международной научно-практической конференции. ЗАО КВК «Экспо-Сибирь». Кемерово, 2005. С. 8-15.
15. Е.В. Демин. Использование шахтного метана для производства электроэнергии//Энергетическая безопасность России. Новые подходы к развитию угольной промышленности: Труды XI международной научно-практической конференции – Кемерово: ННЦ ГП –ИГД им. А.А. Скочинского, ИУУ СО РАН, Куз ГТУ, ЗАО КВК «Экспо-Сибирь», 2009 -306с.
16. Экономика и управление энергетическими предприятиями: Учебник для студ. высш. учеб. Заведений/ Т.Ф. Басова, Е.И. Борисов и др.; Под ред. Н.Н. Кожевникова. -М.: Издательский центр «Академия», 2004. - 432с.
17. Арсеньев Г.В. Энергетические установки: Учебник для вузов по спец. «Электроснабжение». М.: Высш. шк., 1991. - 336с.
18. Промышленные тепловые электростанции : Учебник для вузов/Под ред. Е.Я. Соколова. М.:Энергия,1979. - 295с.
19. Мастепанов А.М. Топливо-энергетический комплекс России на рубеже веков: состояние , проблемы и перспективы развития. Том 1. М.: Издательство ИАЦ «Энергия», 2009. – 530 с.
20. Мэнкью Н.Г. Макроэкономика. Пер. с англ. –М.: Изд-во МГУ,1994 .- 736с.
21. Сибирская угольная энергетическая компания. [Электронный ресурс]. – URL: [http:// ru.wikipedia.org](http://ru.wikipedia.org) (дата обращения 05.08.2018г.).
22. Кузбассразрезуголь. [Электронный ресурс]. – URL: [http:// ru.wikipedia.org](http://ru.wikipedia.org) (дата обращения 05.08.2018г.).
23. Сибирский деловой союз (СДС-уголь). [Электронный ресурс]. – URL: [http:// ru.wikipedia.org](http://ru.wikipedia.org) (дата обращения 05.08.2018г.).
24. Востсибуголь. [Электронный ресурс]. – URL: [http:// ru.wikipedia.org](http://ru.wikipedia.org) (дата обращения 05.08.2018г.).

25. Южкузбассуголь. [Электронный ресурс]. – URL: <http://ru.wikipedia.org> (дата обращения 05.08.2018г.).
26. Якунчиков Е.Н., Копылов К.Н., Агафонов В.В. Выбор и обоснование функциональной структуры и стратегии развития угольного сектора экономики. // Уголь. – 2018. №6. – С. 54-58.
27. Преимущества современных инновационных кластеров [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://morwesti.ru / archive TDR/element.php IBLOCK ID/> (дата обращения 09.12.2017г.).
28. Фридман Ю.А., Речко Г.Н., Логинова Е.Ю., Крицкий Д.В., Писаров Ю.А. Конкурентные стратегии угольного бизнеса в Кузбассе // ЭКО. – 2013. – № 10. – С. 57–75.
29. Фихтнер О.А., Шалмуев А.А. Кластерная политика как инструмент государственного регулирования сетевых объединений: методологический аспект // European Social Science Journal (Европейский журнал социальных наук). 2012. №5. С. 303-313.
30. Портер М. Международная конкуренция. - М., Международные отношения, 1993. – 345с.
31. Испания. Кластеры и технопарки. [Электронный ресурс]. Режим доступа:  
[http:// andshestopalov.livejournal.com>74859.html/](http://andshestopalov.livejournal.com>74859.html/)  
(дата обращения 09.12.2017г.).
32. Кластеры конкурентоспособности Финляндии. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http:// cyberleninka.ru> Грнти>...-finlyandii-1 /> (дата обращения 09.12.2017г.).
33. Экономические и организационные аспекты формирования региональных кластеров: Монография / Под ред. Е. Э. Смолиной, Ю.И. Трещевского. – Тамбов, 2006. – 191 с.
34. Perederij M. A. Углеродные сорбенты из ископаемых углей: состояние проблемы и перспективы развития.// Химия твердого топлива. - 2005. №1. – С.76-90.
35. Харитонов В.Г. и др. Обоснование основных параметров функционирования шахтосистем типа: SDS, RTS, MFMS на различных этапах жизненного цикла развития отрасли / В.Г. Харитонов, А.В. Ремезов, С.В. Новоселов // Уголь .— 2011 .— №7 .— с. 43-44.

36. Харитонов В.Г. и др. Основные постулаты при проектировании шахтосистем типа SDS, RTS, MFMS в условиях изменения состояний внутренней и внешней среды / В.Г. Харитонов, А.В. Ремезов, С.В. Новоселов // Уголь .— 2011 .— №9 .— С. 20-21.

37. Обзор технологий и рынков продуктов глубокой переработки углей. Инфо- Майн=INFOMINE Research Group. М., 2012. – 126 с.

38. Абрамян Р.М. Изучение КПД машины Стирлинга в условиях, близких к реальным. // Энергетика. – 2013. №4. – С.12-15.

39. Химическая переработка угольного метана. [Электронный ресурс]. Режим доступа:<http://cyberleninka.ru/article/n/himicheskaya...metana/> (дата обращения 09.12.2017г.).

40. Стефанюк Б.М., Сенкус В.В., Лукин К.Д. Физика флегматизации взрыва метановоздушной смеси. //ГИАБ. – 2008. -№11. – С.355-365.

41. Технология добычи и использования шахтного метана. [Электронный ресурс].Режим доступа: [http://gasoilpress.ru/gij/gij\\_detailed\\_work.php.../](http://gasoilpress.ru/gij/gij_detailed_work.php.../) (дата обращения 09.12.2017 г.).

42. Рекуперативный газогенератор. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://bd.patent.su/2393000-2393999/pat/servl/.../> (дата обращения 09.12.2017г.).

43.Алексахина Л.И., Курочкин Д.С., Шабалин И.С., Михеев Д.В. Анализ Российского рынка когенерационных технологий на базе газопоршневых установок. //Транспортное дело России. – 2013. №6. – С.26-34.

44. Федоров С. Д., Облакевич С. В., Радюк О. П. Проблема утилизации шахтного метана в когенерационных установках и пути ее решения на примере шахты им. А. Ф. Засядько. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://masters.donntu.org/2015/igg/moiseienko/library/.../>(дата обращения 09.12.2017г.).

45. Закиров, Д.Г., Закиров Д.Д., «Утилизация вторичных ресурсов и использование возобновляемых источников энергии с применением тепловых насосов – основной путь снижения энергоемкости производства» // Промышленная энергетика, 2002. №5. - С.15-19.

46.Закиров, Д.Г. Модель управления природоохранной деятельностью угольных предприятий на базе комплексного использования энергосберегающих и природоохранных технологий //Уголь, 2001. №7.

47. Технология подземной разработки пластовых месторождений полезных ископаемых: Учебник для вузов. /Бондаренко В.И., Кузьменко А.М., Грядущий Ю.Б., Колоколов О.В., Харченко В.В., Табаченко Н.М., Почепов В.Н. – Днепропетровск, 2002. - 730 с.

48. Кондырев Б.И., Белов А.В., Солдатов А.М. Комплексная технология отработки угольных месторождений способом скважинной гидродобычи и подземной газификации.//ГИАБ. – 2007. №5. – С.320-321.

49. Скважинная подземная газификация угля (СПГУ)[Электронный ресурс]. url:[http:// technology.nmu.org.ua](http://technology.nmu.org.ua)...skvazhinnaya...gazifikatsiya.../(дата обращения 26.08.2017).

50. Козина А.С. Инновационная технология «Термококс»./ГИАБ. – 2013. №12. – С.47-52.

51. Байсаров Р.С. Обоснование параметров устойчивого развития горного производства при освоении запасов крупномасштабного Элегестского каменноугольного месторождения: диссертация ... кандидата технических наук: 25.00.21 / Байсаров Руслан Сулимович; [Место защиты: ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский технологический университет «МИСиС»], 2018.- 181 с.

52. Новая парадигма развития России (комплексные проблемы устойчивого развития) [Текст] / под ред. В.А. Коптюга, В.М. Матросова, В.К. Левашова.– М.: Академия, Изд-во МГУК, 1999.- 459 с.

53.Урсул А.Д. Безопасность и устойчивое развитие: философско-концептуальные проблемы/ А.Д. Урсул, А.А. Романович. – М., 2001.- 44 с.

54. Кузнецов О.Л. Устойчивое развитие: научные основы проектирования в системе природа – общество– человек/ О.Л. Кузнецов, Б.Е. Большаков.– С.-Пб.; М.; Дубна: Гуманистика, 2002. - 173с.

55. Терехов Л.Л. Социально-экономическое прогнозирование: учеб. пособ. / Л.Л. Терехов. – Ростов: Изд-во РГПУ, 1995.-189с.

56. Горелова Г.В. Когнитивный анализ и моделирование устойчивого развития социально-экономических систем/ Г.В. Горелова, Е.Н. Захарова, Л.А. Гинис. – Ростов: Изд-во Рост. ун-та, 2005. – 288 с.

57. Целых А.Н., Петряева М. В. Применение когнитивного моделирования к управлению в слабоструктурированных системах. Тамбов: Грамота, 2015. № 9 (99). С. 138-140.

58. Тойменцева И.А. Стратегическое управление предприятием в условиях неопределенности с применением экономико-математических методов моделирования // Проблемы современной науки: сборник научных трудов: выпуск 5. Часть 2. Ставрополь: Логос, 2012. С. 211.

59. Камаев В.А. Когнитивное моделирование социально-экономических систем: учеб. пособие. Волгоград: ИУНЛ ВолгГТУ, 2012. С. 39.

60. Мосейко В.О., Коробов С.А., Тарасов А.В. Когнитивное моделирование при формировании управленческих решений: потенциал ресурсно-факторного анализа // Креативная экономика. – 2015. – Том 9. – № 5. – с. 629-642.

61. Малинецкий Г.Г., Маненков С.К., Митин Н.А., Шишов В.В. Когнитивный вызов и информационные технологии Препринт ИПМ им. М.В. Келдыша № 46, 2010. – 46с.

62. Reitter, D., Juvina, I., Stocco, A., & Lebiere, C. (2010). Resistance is futile: Winning lemonade market share through metacognitive reasoning in a three-agent cooperative game. In Proceedings of the 19th Behavior Representation in Modeling & Simulation (BRIMS), Charleston, SC, 2010.

63. Каракан-инвест. Презентация группы компаний [Электронный ресурс]. URL:[http:// www. karakan-inwest.ru/](http://www.karakan-inwest.ru/) (дата обращения 26.08.2017).

64. Глубокая переработка угля. Перспективы и инновации. [Электронный ресурс]. URL:[http 2014.uk42.ru»assets/files/038/20.pdf](http://2014.uk42.ru/assets/files/038/20.pdf) (дата обращения 26.08.2017).

65. Инвесторов позвали на Менчерепское месторождение [Электронный ресурс]. URL:[http:// kommersant.ru/](http://kommersant.ru/) (дата обращения 26.08.2017).

66. Участники кластера | ЦКР | АО “Кузбасский технопарк” [Электронный ресурс]. URL:[http:// technopark42.ru](http://technopark42.ru) (дата обращения 26.08.2017).

67. Оторьинский угольный кластер | АО «Корпорация...». ” [Электронный ресурс]. URL:[http:// supp.ru»celi...blok...gornorudnyx...otorinskij...klaster/](http://supp.ru/celi...blok...gornorudnyx...otorinskij...klaster/) (дата обращения 26.08.2017).

68. Создание угольного кластера в Омсукчанском районе. ” [Электронный ресурс]. URL:[http:// magfer.ru?page\\_id=520](http://magfer.ru?page_id=520) (дата обращения 26.08.2017).

69. TOP «Беринговский». ” [Электронный ресурс].

URL:<http://youtube.com>watch?v=R410U3arqck> (дата обращения 26.08.2017).

70. Инвестиционные проекты Магадан и Колыма. ”[Электронный ресурс]. URL:<http://kolyma.ru>magadan/invest> (дата обращения 26.08.2017).

71. Гипрошахт. «ТЭР освоения лицензионного участка Апсатского каменноугольного месторождения». - 2012г. «Корректировка проекта расширения разреза «Апсатский на участке Угольный Апсатского каменноугольного месторождения» с увеличением мощности до 500 тыс. тонн угля в год (горно-транспортная часть) (Проектная документация, НИР)», - 201 с.

72. ЗАО «Голдер Консалтинг». «Проектные проработки и моделирование разработки Апсатского угольного месторождения». - 2013 г.

73. Отчет по договору № ПРПМ-636 (ГОУ ВПО «Московский государственный горный университет» и ООО «Арктические разработки») «Технико-экономические предложения по освоению Апсатского каменноугольного месторождения». -2010.

74. СибГеоПроект. «Увеличение производственной мощности разреза Апсатский» до 3.0 млн.тонн угля в год». - 2015 г.

75. ООО «Спб-Гипрошахт». «Основные технические решения по оптимизации отработки запасов Апсатского месторождения каменного угля». - 2018 г.

76. Щербатов И.А., Проталинский О.М. Сложные слабоформализуемые многокомпонентные технические системы // Управление большими системами: сборник трудов. 2013. № 45. С. 30-46.

77. Kosko B., Fuzzy cognitive maps, International Journal of Man-Machine Studies, 1986, vol. 24, no. 1, pp. 65-75.

78. Carvalho, J.P. and Tomé J.A.B., Rule Based Fuzzy Cognitive Maps – Fuzzy Causal Relations, Computational Intelligence for Modelling, Control and Automation: Evolutionary Computation & Fuzzy Logic for Intelligent Control, Knowledge Acquisition & Information Retrieval, edited by M. Mohammadian, IOS Press, 1999.

79. Carvalho, J.P., Tome, J.A.B. Rule based fuzzy cognitive maps and fuzzy cognitive maps-a comparative study. Fuzzy Information Processing Society, 1999. NAFIPS. 18th International Conference of the North American. pp. 115-119.

80. Федулов А.С., Борисов В.В. Обобщенные нечеткие когнитивные карты // Нейрокомпьютеры: разработка, применение. – 2004. – № 4. – С. 3–21.
81. Федулов А.С. Нечеткие реляционные когнитивные карты // Известия РАН. Теория и системы управления. – 2005. – № 1. – С. 120–133.
82. Miao, Y., and Z. Liu, Dynamical Cognitive Network as an extension of Fuzzy Cognitive Map in Proc. Int. Conf. Tools Artificial Intelligence, Chicago, IL, November 1999.
83. Силов В.Б. Принятие стратегических решений в нечеткой обстановке / В.Б. Силов. – М.: ИНПРО-РЕС, 1995. – 228 с.
84. Паклин Н.Б. Нечетко-когнитивный подход к управлению динамическими системами // Искусственный интеллект.- 2003.- №4.-С. 342-348.
85. Подвесовский А.Г., Лагереv Д.Г., Коростелеv Д.А. Применение нечетких когнитивных моделей для формирования множества альтернатив в задачах принятия решений // Вестник Брянского государственного технического университета. - 2009. - №4 (24). - С. 77-84.
86. Щербатов И.А., Проталинский О.М. Система поддержки принятия решений для операторов слабоформализуемых ТП // Автоматизация в промышленности. -2009. - №7. - С. 41-45.
87. Ажмухамедов И.М. Синтез управляющих решений в слабо структурированных плохо формализуемых социотехнических системах // Управление большими системами. Выпуск 42. М.: ИПУ РАН, 2013. С.29-54.
88. Борисов А.Н., Крумберг О.А., Федоров И.П. Принятие решений на основе нечетких моделей: примеры использования. Рига: Зинатне. 1990. -184 с.
89. Усков А.А., Кузьмин А.В. Интеллектуальные технологии управления. Искусственные нейронные сети и нечеткая логика. – М.: Горячая Линия - Телеком, 2004. –143 с.
90. Ларичев О.И. Теория и методы принятия решений, а также Хроника событий в Волшебных странах: Учебник. Изд. второе, перераб. и доп. – М.: Логос, 2003. - 392 с.
91. Саати Т.Л. Принятие решений при зависимостях и обратных связях: Аналитические сети. Пер. с англ. / Науч. ред. А.В. Андрейчиков, О.Н. Андрейчикова. Изд. 3-е. – М.: Книжный дом «ЛИБРОКОМ», 2011. – 360 с.

92. Поспелов Д.С. «Серые» и/или «черно-белые» шкалы // Прикладная эргономика. Специальный выпуск «Рефлексивные процессы». – 1994. – №1. – С. 15–21.
93. Кулинич А.А. Компьютерные системы анализа ситуаций и поддержки принятия решений на основе когнитивных карт: подходы и методы // Проблемы управления. –2011. – №4. С. 31-45.
94. Абрамова Н.А., Коврига С.В. Некоторые критерии достоверности моделей на основе когнитивных карт // Проблемы управления – 2008. - № 6. – С. 23-33.
95. Ямалов И. Моделирование процессов управления и принятия решений в условиях чрезвычайных ситуаций. – М.: Лаборатория базовых знаний, 2007. – 288 с.
96. Силов В.Б. Принятие стратегических решений в нечеткой обстановке / В.Б. Силов. – М.: ИНПРО-РЕС, 1995. – 228 с.
97. Protalinskii I.O., Shcherbatov I.A., Shishkin N.D. Optimal Strategy Synthesis for a Group of Mobile Robots with Variable Structure // World Applied Sciences Journal 24 (Information Technologies in Modern Industry, Education & Society): 2013. p. 268-275.
98. Scott A. Deloach, Matthew Miller A Goal Model for Adaptive Complex Systems. International Journal of Computational Intelligence: Theory and Practice. Volume 5, no. 2, 2010. 20 p.
99. Shcherbatov I.A., Protalinskii O.M., Esaulenko V.N., Analysis and Modelling of Complex Engineering Systems Based on the Component Approach // World Applied Sciences Journal 24 (Information Technologies in Modern Industry, Education & Society): 268-275, 2013.
100. Thunnissen, D., Uncertainty classification for the design and development of complex systems, Proceedings of the 3rd Annual Predictive Methods Conference, Veros Software, Santa Ana, CA, June, 2003. pp. 1-16.
101. Vasanta Kandasamy W.B., SmarandachE F. Fuzzy Cognitive Maps and Neutrosophic Cognitive Maps. – Xiquan, 2003. – 211 p.
102. Методические рекомендации по оценке инвестиционных проектов (вторая редакция). Официальное издание. – М.: Экономика, 2000. – 421 с.
103. И.В.Орлов, В.А.Половников /Экономико-математические методы и модели: компьютерное моделирование: Учеб. пособие .- М.: Вузовский учебник, 2007. - 365с.

104. Оценка конкурентоспособности кузнецких углей на топливном рынке. Учеб. пособие для вузов/Б.В. Красильников, В.С. Лудзиш, С.А.Прокопенко и др.-М.: Издательство Академии горных наук, 1997. - 55с.

105.С.А.Прокопенко, Б.В.Красильников. Конверсия угольной промышленности Кузбасса/Полиграфический комбинат, Кемерово. - 1996.- 135с.

106. Постановление Правительства РФ от 15.09.2011 N 780 (ред. от 03.10.2018) "О мерах по реализации статьи 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата" (вместе с "Положением о реализации статьи 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата")."[Электронный ресурс]. URL:<http://>

[Consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_119466/](http://Consultant.ru/document/cons_doc_LAW_119466/) (дата обращения 26.08.2017).

107. С.В. Сластунов, Е.В. Мазаник, А.П. Садов, А.В. Позизов. Углубление пластовой дегазации на основе усовершенствованной технологии подземного гидроразрыва. //ГИАБ. – 2016. №9. – С.296-302.